

EVALUACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS METANO ASOCIADO  
AL CARBÓN EN LA ZONA CARBONÍFERA DE BOYACÁ, ÁREA  
ÚMBITA – LAGUNA DE TOTA EN LA FORMACIÓN GUADUAS  
(K2E1g).

---

NYDIA LORENA FUQUEN VARGAS  
JOSE DAVID VALEST TORRES

---

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
ESCUELA DE INGENIERÍA GEOLÓGICA  
SECCIONAL SOGAMOSO

2015

EVALUACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS METANO ASOCIADO  
AL CARBÓN EN LA ZONA CARBONÍFERA DE BOYACÁ, AREA  
ÚMBITA – LAGUNA DE TOTA EN LA FORMACIÓN GUADUAS  
(K2E1g).

---

NYDIA LORENA FUQUEN VARGAS  
JOSE DAVID VALEST TORRES

Director

Jorge Eliecer Mariño Martinez  
Ingeniero Geólogo Msc. Ph .D

---

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
ESCUELA DE INGENIERÍA GEOLÓGICA  
SECCIONAL SOGAMOSO

2015



## NOTA DE ACEPTACIÓN

-----  
-----  
-----  
-----  
-----  
-----

\_\_\_\_\_  
Director

-----  
Jurado

-----  
Jurado

Sogamoso, 6 de Abril, 2015

---

A Dios por permitirme alcanzar esta  
meta, a mis padres María Helena  
Vargas y Julio Roberto Fuquen por  
la educación, apoyo y consejos que  
me han brindado, a mi abuelita que  
desde el cielo me guía, a mis  
hermanos por su eterna  
colaboración, a mis amigos y  
maestros por su ayuda en este  
proceso.

Duitama, 6 de Abril, de 2015

---

Dedico este trabajo a mi mamá  
Blanca Cecilia Torres por creer en  
mí y enseñarme que siempre se  
puede, a mis hermanos porque  
pese a las distancias y dificultades  
siempre hemos permanecido juntos  
trabajando, aprendiendo y a mi  
familia por su apoyo incondicional  
en todo momento.

## Agradecemos

---

Al Ingeniero Jorge E. Mariño por su apoyo, colaboración y guía en el desarrollo del proyecto.

Al convenio de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) con el Servicio Geológico Colombiano (SGC) por la colaboración en el desarrollo del proyecto.

A Alberto Ángel Botero por su apoyo y dedicación en el proceso del proyecto.

A nuestros compañeros por las experiencias y anécdotas vividas a lo largo de la carrera.

A los maestros por conocimiento y dedicación en este proceso.

## CONTENIDO

<b>RESUMEN .....</b>	<b>14</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>16</b>
<b>1. OBJETIVOS .....</b>	<b>18</b>
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	18
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	18
<b>2. GENERALIDADES .....</b>	<b>19</b>
2.1 LOCALIZACIÓN Y VÍAS DE ACCESO .....	19
<b>3. MARCO DE REFERENCIA .....</b>	<b>21</b>
3.1 COMPOSICIÓN Y ESTRUCTURA DEL CARBÓN .....	21
3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS CARBONES.....	23
3.2.1 Clasificación A.S.T.M. ....	23
3.2.2 Clasificación según la norma (ASTM D 388 – 98a) .....	24
3.2.3 Otras clasificaciones.....	27
3.3 DEFINICIÓN DEL GAS METANO .....	29
3.3.1 Formación del CBM.....	30
3.3.2 Generación, Almacenamiento Y Liberación de (CBM) .....	37
3.3.3 Análisis instrumental: Cromatografía de gases.....	43
<b>4. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....</b>	<b>47</b>
4.1 ESTRATIGRAFÍA .....	47
4.1.1 Arenisca Labor y Tierna (K <sub>2</sub> Lt) .....	48
4.1.2 Formación Guaduas (K <sub>2</sub> E1g) .....	52
4.1.3 Formación Socha Inferior (E1si) .....	59
4.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	63
4.3 GEOLOGIA LOCAL .....	64
4.3.1 ESTRATIGRAFÍA .....	64
4.3.2 CORRELACIÓN POZO ÚMBITA Y CHINAVITA.....	74
<b>5. METODOLOGÍA DEL PROYECTO .....</b>	<b>76</b>
5.1 MONTAJE DE POZOS .....	76
5.1.1 MONTAJE DEL POZO ÚMBITA 1.....	77
5.1.2 MONTAJE DEL POZO CHINAVITA 1.....	78

<b>5.2 PERFORACIONES Y CORAZONAMIENTO .....</b>	<b>80</b>
<b>5.3 TOMA DE MUESTRAS Y ANÁLISIS DE CBM EN LABORATORIO .....</b>	<b>81</b>
<b>5.4 REGISTROS DE POZO .....</b>	<b>87</b>
<b>5.5 ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO .....</b>	<b>89</b>
5.5.1 Realizar curva de calibración .....	90
5.5.2 Preparación de las muestras de CBM .....	94
5.5.3 RESULTADOS ANALISIS DE CROMATOGRAFÍA. ....	97
<b>6. ANALISIS FÍSICO-QUÍMICOS.....</b>	<b>99</b>
<b>7. RESULTADOS DE CBM DE LAS MUESTRAS DE CAMPO.....</b>	<b>104</b>
<b>7.1 RESULTADOS MUESTRA PChi-1:15.....</b>	<b>105</b>
7.1.1 RESULTADOS TOTALES POZO CHINAVITA 1. ....	108
7.1.2 RESULTADOS POZO ÚMBITA 1.....	109
7.1.3 RESULTADOS CBM EN FRENTES DE MINA.....	110
<b>7.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE CONTENIDO DE CBM EN LAS MUESTRA DE CAMPO .....</b>	<b>111</b>
7.2.1 Pozo Chinavita 1.....	111
7.2.2 Pozo Úmbita 1.....	112
7.2.3 Frentes de mina. ....	112
<b>8. CONCLUSIONES.....</b>	<b>114</b>
<b>9. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>117</b>
<b>10. BIBLIOGRAFÍA E INFOGRAFÍA.....</b>	<b>120</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de localización del sector de estudio.	20
Figura 2. Representación esquemática de las macromoléculas del carbón. Fuente: Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.	22
Figura 3. Clasificación ASTM. Fuente: Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.	24
Figura 4. Comparación entre distintos sistemas de clasificación de carbón. Fuente: Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.	28
Figura 5. Estructura del Gas Metano. Fuente: Enciclopedia virtual Wikipedia, 2009.	29
Figura 6: Teoría de la Carbogénesis. Fuente: Rionda, A., 2010.	30
Figura 7: Carbonificación. Fuente: Rionda, A., 2010.	31
Figura 8: Rango del carbón. Fuente: Rionda, A., 2010.	32
Figura 9: Rango del carbón según la ASTM. Fuente: ASTM D388, 1998.	32
Figura 10. Adsorción y Desorción. Fuente: Oilfield Review, Volumen 21 No. 2, 2009.	34
Figura 11. Generación del gas en función del rango del carbón. Fuente: Oilfield Review, Volumen 21 No. 2, 2009	35
Figura 12. Capacidad de absorción y adsorción de metano versus rango del carbón. Fuente: Oilfield Review, 2004.	36
Figura 13. Carbón versus arenisca—Contenido de gas versus presión. Fuente: Oilfield Review, 2004.	37
Figura 14. Cantidad de gas generado durante la carbonificación. Fuente: Law and Rice, 1993.	38
Figura 15. La reflectancia de vitrina vs. Metano generado. Fuente: (Bonett y Rodríguez 1996).	40
Figura 16. Almacenamiento de gas en carbones y areniscas. Fuente: Bonett y Rodríguez, 1996.	41
Figura 17. Proceso de desorción desde la matriz del carbón. Fuente: Ordoñez y Peñuela, 1996.	42
Figura 18. Estructura y movimiento del metano desde la parte interna del carbón. Fuente: Law and Rice, 1993.	43
Figura 19. Esquema de un cromatógrafo de gases. Fuente: Martínez, Y., 2009.	44
Figura 20: Cromatograma de la muestra de canister 16, pozo Chinavita 1.	46
Figura 21. Correlación Regional del Cretácico al Neógeno. Fuente: Pérez y Salazar 1978.	48
Figura 22. Formación Arenisca Tierna en la Vereda Piedra Colorada (Subachoque). Fuente: Montoya, D y Reyes, G., 2005.	50
Figura 23. Columna generalizada de la Formación Guaduas, sección de Sutatausa. (Montoya y Reyes, (2005), (Modificado de Sarmiento, 1994).	53
Figura 24: Columna de la Formación Guaduas, en el sector el Carmen. Mejía, L. y Pulido, O., 1985 – SGC (Antiguo INGEOMINAS).	55
Figura 25: Variación de espesor de la formación Guaduas. Mejía, L. y Pulido, O., 1985 – SGC (Antiguo INGEOMINAS).	58
Figura 26. Segmento superior Pozo Chinavita 1.	65
Figura 27. Segmento Superior Pozo Úmbita 1.	66
Figura 28. Segmento medio Pozo Úmbita 1.	68
Figura 29. Perfil Geológico pozo Chinavita 1 A-A`.	73
Figura 30. Perfil Geológico Pozo Úmbita 1 B-B`.	73
Figura 31. Metodología del proyecto	76



<i>Figura 32. Respuestas de registros a diferentes litologías. Fuente: Firth D. (1994).</i>	88
<i>Figura 33. Tiempo de dilución de los patrones.</i>	93
<i>Figura 34. Curva de calibración para Nitrógeno.</i>	93
<i>Figura 35. Curva de calibración para Dióxido de Carbono.</i>	94
<i>Figura 36. Curva de calibración para Metano.</i>	94
<i>Figura 37. Curva gas perdido Muestra PCH1:15.</i>	106
<i>Figura 38. Curva gas desorbido Muestra PCH1:15.</i>	106
<i>Figura 39. Cromatograma de la muestra PCH1:15.</i>	107

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Comparación carbón-petróleo. Fuente: Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.	22
Tabla 2: Clasificación por rango (ASTM D 388-98a). Fuente: ASTM D 388, 1998.	25
Tabla 3: Clasificación por rango a partir de análisis elemental. Fuente: ASTM D 388, 1998.	26
Tabla 4. Carácter aglomerante según índice de hinchamiento libre. Fuente: ASTM D 388, 1998.	27
Tabla 5. Formación de los macerales de los carbones duros en función del medio y las sustancias vegetales de procedencia. Fuente: Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.	33
Tabla 6. Porcentaje de patrones.	90
Tabla 7. Concentración de gases en los diferentes cánisters realizada en el laboratorio del SGC Bogotá (Ballén y Rodríguez, 2014).	98
Tabla 8. Análisis inmediatos y de reflectancia de la vitrinita de las muestras para el pozo Chinavita 1.	100
Tabla 9 . Análisis inmediatos y de reflectancia de la vitrinita para muestras del pozo Úmbita 1.	102
Tabla 10. Análisis inmediatos y de reflectancia de la vitrinita de la muestra de carbón tomadas en los frentes de minas.	103
Tabla 11. Formato para el cálculo del gas en la prueba de desorción Muestra PCH1:15.	105
Tabla 12. Sumatoria de gases (ft <sup>3</sup> /ton).	106
Tabla 13. Contenido total de CBM para muestras del pozo Chinavita 1	108
Tabla 14. Contenido total de CBM para muestras del pozo Úmbita 1.	109
Tabla 15. Contenido total de CBM para muestras en los frentes de mina.	110

## LISTA DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía 1. Contacto neto y concordante entre las formaciones Tierna y Guaduas. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).....	51
Fotografía 2. Formación Guaduas (K2E1g) entre las formaciones Arenisca de Labor y Tierna (K2lt) y Socha Inferior (E1si), cuchilla Alto El Volador. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).....	56
Fotografía 3. Manto de carbón de la Formación Guaduas. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).....	57
Fotografía 4. Cuchilla Juncal formada por arenitas de cuarzo de la Formación Socha Inferior (E1si) infrayacidas por rocas arcillolíticas de la Formación Guaduas (K2E1g), vía Chinavita – Úmbita. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).....	60
Fotografía 5. Arenitas de cuarzo de textura muy fina de la parte superior de la Formación Socha Inferior, vía Chinavita-Úmbita. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).....	61
Fotografía 6. Arenitas de cuarzo de textura fina en la base de la Formación Socha Inferior, vía Úmbita-Laguna. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC). ....	62
Fotografía 7. Trazo aproximado en superficie del eje del Sinclinal de Úmbita, carretera Sisa-Tibaná. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC). ....	63
Fotografía 8. Limolita arcillosa color gris.....	67
Fotografía 9. Arcillolitas abigarradas. Coordenadas: E: 1.074.003 - N: 1.067477.....	67
Fotografía 10. Arenitas de grano fina, gris claro. ....	67
Fotografía 11. Presencia de materia orgánica en un testigo de perforación. ....	69
Fotografía 12. Presencia de tronco en un testigo de perforación.....	69
Fotografía 13. Arenita compacta de grano fino a muy fino, color gris medio. Coordenadas: E: 1.075.681 N: 1.069.783 Z: 1892. ....	70
Fotografía 14. Limolita carbonosa, muy fisible, color gris oscuro a negro, presenta intercalaciones de arcillolitas. Coordenadas. E: 1.075.248 N: 1.069.308 Z: 1910.....	71
Fotografía 15. Toma de datos para un estrato de arenita de grano fino. Rumbo N 52 E, Buzamiento 68 NW. ....	72
Fotografía 16. Desplazamiento de bloque de Formación Arenisca Tierna. ....	74
Fotografía 17. Discontinuidad lateral de un manto de carbón.....	75
Fotografía 18. Adecuación del terreno y descargue de maquinaria.....	77
Fotografía 19. Montaje de taladro Green Beast y aditivos necesarios. ....	78
Fotografía 20. Cajas plásticas para núcleos. ....	78
Fotografía 21. Adecuación del terreno.....	79
Fotografía 22. Lodos de perforación. ....	79
Fotografía 23. Montaje del taladro.....	79
Fotografía 24. Organización de núcleos de perforación en cajas.....	80
Fotografía 25. Manejo de muestras.....	81
Fotografía 26. Implementos necesarios para adecuar canister de PVC. ....	82
Fotografía 27. Muestra de carbón triturado.....	83
Fotografía 28. Llenado de cánister de aluminio con muestra de carbón.....	83
Fotografía 29. Cánister de PVC en tina con agua a temperatura del yacimiento. ....	84
Fotografía 30. Muestras para análisis físico-químico. ....	85
Fotografía 31. Medición de gas desorbido en canister de PVC.....	86

<i>Fotografía 32. Medición de gas en canister de aluminio.....</i>	<i>86</i>
<i>Fotografía 33 . Patrones para curva de calibración UPTC. ....</i>	<i>91</i>
<i>Fotografía 34. Toma de muestras de los patrones en bolsas para gases. ....</i>	<i>91</i>
<i>Fotografía 35. Toma de 500 <math>\mu</math>L de muestra de cada patrón. ....</i>	<i>92</i>
<i>Fotografía 36. Inyección del patrón en el cromatógrafo de gases.....</i>	<i>92</i>
<i>Fotografía 37. Jeringa para gases.....</i>	<i>95</i>
<i>Fotografía 38. Extracción del aire en los canisters. ....</i>	<i>95</i>
<i>Fotografía 39. Acople a la válvula de los canisters.....</i>	<i>96</i>
<i>Fotografía 40. Extracción muestra de los canisters con la jeringa para gases.....</i>	<i>96</i>
<i>Fotografía 41. Inyección de la muestra en el cromatógrafo de gases .....</i>	<i>97</i>
<i>Fotografía 42. Prueba con un briquet para verificar contenido de metano en las muestras. ....</i>	<i>98</i>

## LISTA DE ANEXOS

- Anexo A.** Columna estratigráfica Chinavita 1; sin corregir
- Anexo B.** Columna estratigráfica Úmbita 1; sin corregir
- Anexo C.** Columna estratigráfica Chinavita 1; corregida
- Anexo D.** Columna estratigráfica Úmbita 1; corregida
- Anexo E.** Plancha de zona de estudio
- Anexo F.** Perfiles geológicos
- Anexo G.** Formatos de cálculo gas metano para muestras pozo Chinavita 1
- Anexo H.** Formatos de cálculo gas metano para muestras pozo Úmbita 1
- Anexo I.** Formatos de cálculo gas metano para muestras de frentes de mina
- Anexo J.** Resultados análisis físico - químicos
- Anexo K.** Formato de logueo pozo Chinavita 1
- Anexo L.** Formato de logueo pozo Úmbita 1
- Anexo M.** Registros pozo Chinavita 1
- Anexo N.** Registros pozo Úmbita 1
- Anexo O.** Correlación
- Anexo P.** Cromatogramas

## RESUMEN

El proyecto de exploración de Coal-Bed Methane (CBM) en conjunto con el Servicio Geológico Colombiano (SGC) se realizó en la zona carbonífera de Boyacá sobre el área Úmbita – Laguna de Tota, en la formación Guaduas. En este proyecto se realizó un trabajo de campo para ubicar las perforaciones dentro de un área de 63.84 km<sup>2</sup> sobre el flanco oriental del sinclinal de Úmbita en la Formación Guaduas estructuralmente más adecuada y por ende allí se realizaron 2 pozos denominados Úmbita 1 y Chinavita 1 de 520m y 580m de profundidad respectivamente.

Se evaluó el contenido de CBM para 32 muestras de carbón en total; 27 tomadas de las perforaciones y de 5 de frentes de minas presentes dentro del área de estudio. Se realizaron los ensayos de gas perdido, gas desorbido y gas residual; posteriormente el CBM total se enlaza a los ensayos físico-químicos para determinar el rango de los mantos de carbón de cada una de las muestras tomadas según la norma ASTM D-388. También se adelantaron análisis por cromatografía de gases a cinco muestras, una que corresponde al pozo Úmbita 1 y las restantes al pozo Chinavita 1. De estos análisis se encontró que prevalece el metano (CH<sub>4</sub>) con ≈85%, seguido por el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y por pequeñas cantidades de nitrógeno (N<sub>2</sub>).

Los contenidos de gases totales y gases totales libres de cenizas en el pozo Chinavita 1 son relativamente altos ya que cuatro de las 17 muestra sobrepasan los 250 ft<sup>3</sup>/ton y uno de ellos sobrepasa los 300 ft<sup>3</sup>/ton a profundidades que están sobre 400 m de profundidad. Por el contrario los contenidos de gas en el pozo Úmbita 1 fueron relativamente bajos y ninguna de las 10 muestra sobrepaso lo 60 ft<sup>3</sup>/ton a pesar de que las profundidades estaban cerca o sobre los 200 m de profundidad.

El rango de los carbones se encontró entre sub-bituminoso A a bituminoso alto en volátiles C-B con una reflectancia de la vitrinita que fluctúa entre 0,44 a 0,67, que los coloca en su mayor parte, en el rango de la reflectancia de la vitrinita de carbones que son aptos para CBM (%Ro= 0,5-1,9).

**Palabras clave:** CBM, cromatografía, gas perdido, gas desorbido, gas residual, canister, reflectancia de la vitrinita, perforación.

## INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía no renovables que se han utilizado a través del tiempo como el petróleo y el gas natural, han presentado una disminución en sus reservas en las últimas décadas, despertando la necesidad de buscar otras fuentes de energía como es el caso del Coal-Bed Methane (CBM) que ha tomado gran importancia en diferentes partes del mundo. En Colombia ha aumentado el interés en la exploración de este recurso en diferentes zonas carboníferas para establecer un potencial de generación de este hidrocarburo no convencional y a su vez una pauta de seguridad para la minería del carbón con base a los contenidos de CBM. Este proyecto de exploración se realizó en conjunto con el Servicio Geológico Colombiano y tiene como objetivo evaluar los contenidos de CBM en la zona carbonífera de Boyacá sobre el área Úmbita - Laguna de Tota en la Formación Guaduas lugar donde se encuentran varias labores de minería de carbón, para este fin se realizaron dos pozos de exploración denominados Chinavita 1 y Úmbita 1; se toma una muestra por cada manto de carbón y a algunos respaldos para realizar los respectivos análisis; también se establece el porcentaje de metano presente en la zona.

En Colombia se han realizado varios estudios de exploración de CBM como: “Estado de la exploración y posibilidades de gas asociado al carbón (GAC) en Boyacá (Colombia) (Mariño, J., 2013)” donde se muestra el procedimiento y análisis realizado a varias muestras de carbón en diferentes bloques de Boyacá para evaluar el contenido de gas; otros que muestran el procedimiento para realizar el estudio y la exploración de CBM como explica “Exploración y desarrollo de un yacimiento no Convencional de gas metano asociado al carbón (Martínez, C., 2008)”. También se tomó en cuenta la relación que existe entre la reflectancia a la vitrinita y el rango del carbón como se explica en “Relación entre



la petrografía del carbón y el contenido de gases en la cuenca de Amagá (Antioquia, Colombia). (Mariño, J. y Mojica, A., 2014).

En este proyecto se exploró, evaluó y determino la composición de CBM, para los diferentes mantos de carbón presentes en las perforaciones anteriormente mencionadas y así se dio un valor más preciso de los contenidos de gas en esta zona. Para alcanzar este objetivo se realizaron mediciones de gas perdido, gas desorbido y gas residual para obtener el valor total de gas de cada muestra. Mediante el uso de la cromatografía de gases con el detector de conductividad térmica (TCD) se determina la composición del gas en los mantos de carbón encontrados en las perforaciones (gas natural) estableciéndose sus porcentajes a partir de los patrones de referencia  $N_2$ ,  $CO_2$  y  $CH_4$ . Los resultados obtenidos después de este procedimiento están dados por los cromatogramas; donde el área que se determina bajo cada uno de los picos corresponde al porcentaje de los diferentes componentes del gas.

Como resultado final de estos análisis se determinó que los contenidos de CBM presentes en los algunos mantos perforados está en por encima de los 250  $ft^3/ton$  dando como resultado que en el pozo Chinavita 1 se encontraron los valores más altos de CBM llegando a 308.07  $ft^3/ton$  siendo este uno de los mayores valores encontrados en la cuenca Cundi-Boyacence.

# 1. OBJETIVOS

## 1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el contenido de gas metano asociado al carbón en la zona carbonífera de Boyacá, Área Úmbita – Laguna de Tota en la Formación Guaduas (K2E1g),

## 1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Recopilar información bibliográfica.
- Obtener las muestras en campo.
- Realizar las mediciones de CBM para las diferentes muestras.
- Efectuar el ensayo de cromatografía
- Evaluar el contenido y composición de CBM.

## 2. GENERALIDADES

### 2.1 LOCALIZACIÓN Y VÍAS DE ACCESO

Este proyecto de exploración se lleva a cabo en la zona carbonífera de Boyacá, en el Área Úmbita – Laguna de Tota, en el sector comprendido entre los municipios de Chinavita y Úmbita, ubicado estructuralmente en el flanco oriental del sinclinal de Úmbita, al noreste de la ciudad de Bogotá, con un área de estudio de 63.84 km<sup>2</sup> (Figura 1). Dentro de las vías de acceso al área de estudio se encuentra la que conduce de Bogotá a Úmbita y la vía que conduce de Úmbita a Chinavita; por la ciudad de Tunja (capital del departamento) también encontramos acceso a la zona de estudio; de la cual derivan carreteras sin pavimentar que se comunican con los distintos frentes de explotación y las diferentes veredas, dentro de estas Juncal y Usillo, donde se realizaron las perforaciones formando así una amplia red vial.

Las perforaciones realizadas están ubicadas en los municipios de Úmbita y Chinavita como se muestra a continuación:

- Úmbita 1: Vereda Juncal; E: 1'073.706; N: 1'067.766; altura 2336m, perteneciente al municipio de Úmbita.
- Chinavita 1: Vereda Usillo; E: 1'075.775; N: 1'070.126; altura 1981m, perteneciente al municipio de Chinavita.

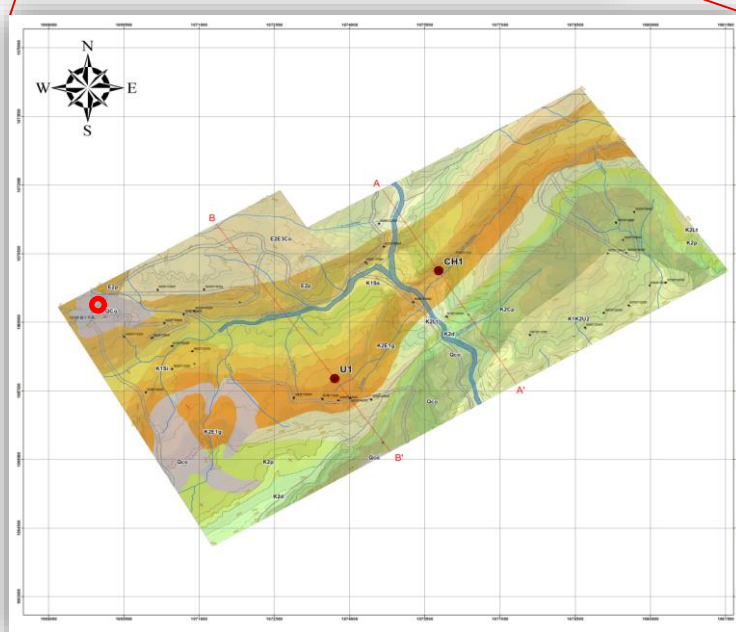
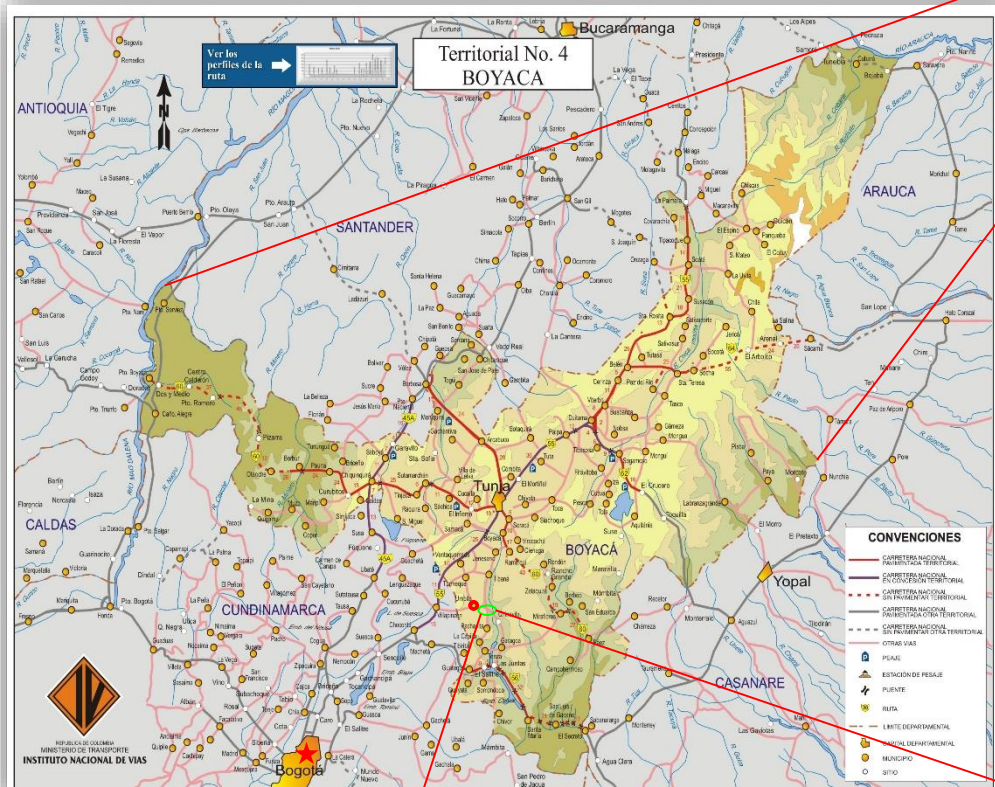


Figura 1. Mapa de localización del sector de estudio.

## 3. MARCO DE REFERENCIA

Para enfocar un poco más el tema del origen del gas metano, se deben tener en cuenta algunos conceptos básicos como la formación del carbón y carbonificación, ya que de este último depende la generación del gas metano asociado al carbón o (CBM) por sus siglas en inglés.

### 3.1 COMPOSICIÓN Y ESTRUCTURA DEL CARBÓN

El carbón es una roca sedimentaria compuesta principalmente por una fracción orgánica (macerales) y en menor proporción por sustancias minerales que contiene así mismo agua y gases en poros submicroscópicos. Estos compuestos orgánicos mayoritarios resultan de la formación y condensación de anillos polinucleares carbocíclicos (Figura 2), donde el carbono, hidrógeno y oxígeno son los elementos fundamentales, el azufre y nitrógeno son complementarios. Se incluye una comparación resumida de las composiciones del carbón y el petróleo (Tabla 1). La composición y estructura de un carbón dependen del proceso particular de carbogénesis que éste ha sufrido. En este sentido, para la caracterización de un carbón se hace referencia a su composición petrográfica, es decir, a la proporción y distribución de sus respectivos macerales y minerales constituyentes. De esta manera se distinguen, por ejemplo, los carbones húmicos compuestos fundamentalmente de vitrinita y que dan lugar a la denominada serie ligno-hullera o natural (por pertenecer la mayoría de los carbones a ella) y los carbones sapropélicos, con una alta proporción de exinitas, como las ampelitas y bogues.

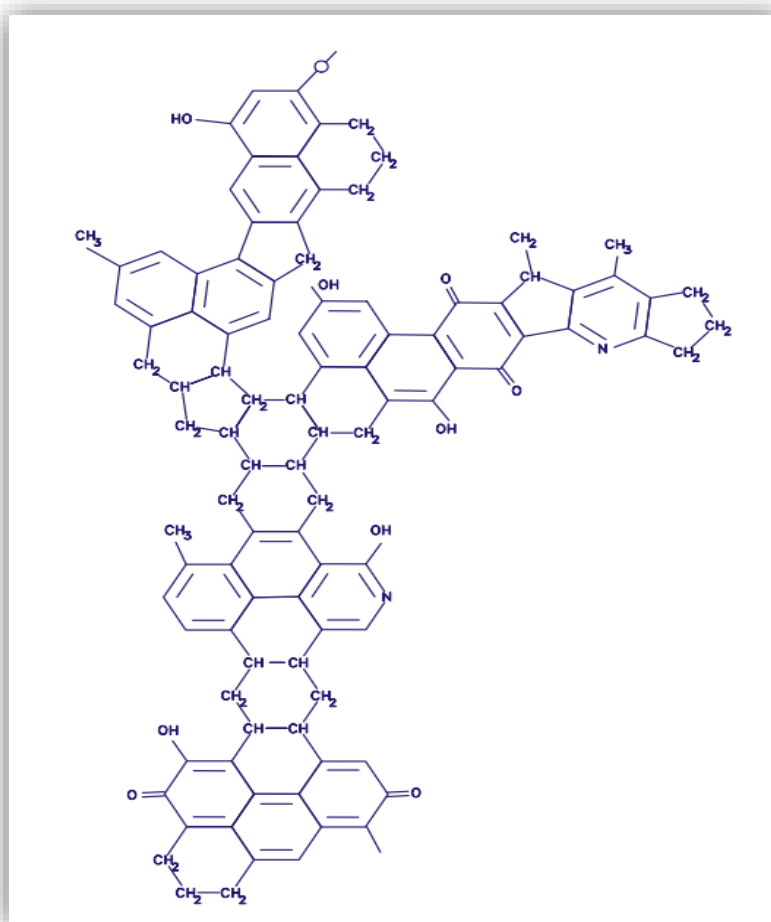


Figura 2. Representación esquemática de las macromoléculas del carbón. Fuente: Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.

PARÁMETRO	CARBÓN	PETROLEO
ESTADO FISICO	SOLIDO	LIQUIDO
CONTENIDO EN MATERIA MINERAL	5-40% PESO	METALES 0,005 A 0,015% SALES 20 A 400 ppm (PESO)
CONTENIDO EN HUMEDAD	1-60% PESO	0,1 A 1%
CARBONO	65 A 95% PESO	84 A 87% PESO
HIDROGENO	3 A 6% "	11 A 14% "
OXIGENO	2 A 30% "	0,1 A 0,5% "
AZUFRE	0,2 A 11% "	0,04 A 6% "
NITROGENO	1 A 1,5% "	0,1 A 1,5% "

Tabla 1: Comparación carbón-petróleo. Fuente: Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.

## 3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS CARBONES

Los carbones son clasificados para definir sus rendimientos en sus utilidades en determinadas áreas o aplicaciones y por tanto, para establecer sus precios. Hasta el siglo XIX, las clasificaciones se efectuaban en función de las apariencias visuales: carbones brillantes, negros, marrones, lampantes de llama corta, de llama larga, etc. El incremento en los usos industriales hizo necesaria una clasificación más detallada, por lo que se han desarrollado numerosos sistemas basados en combinaciones de las características visuales y microscópicas así como de las propiedades físicas y químicas. El hecho de que los carbones estén compuestos únicamente de algunos elementos, en función de las similitudes existentes entre las sustancias de partida y los mecanismos de la carbogénesis, tiene como consecuencia que muchas de las propiedades físicas y químicas utilizadas sean afines.

### 3.2.1 Clasificación A.S.T.M.

Por su disposición ortogonal el poder calorífico y el índice de volátiles son, de cualquier forma, dos parámetros complementarios para caracterizar el carbón. Esta característica es aprovechada para establecer la clasificación A.S.T.M. utilizada en Estados Unidos (Figura 3). En esta clasificación los carbones de rangos más elevados se especifican en base al carbono fijo (para volátiles 31%) en base seca, exenta de cenizas. Los de rangos inferiores se clasifican en función del poder calorífico en base húmeda, exenta de cenizas. Se produce un cierto solapamiento entre carbones bituminosos y sub-bituminosos, que se resuelve sobre la base de las propiedades aglomerantes y de desmenuzabilidad.



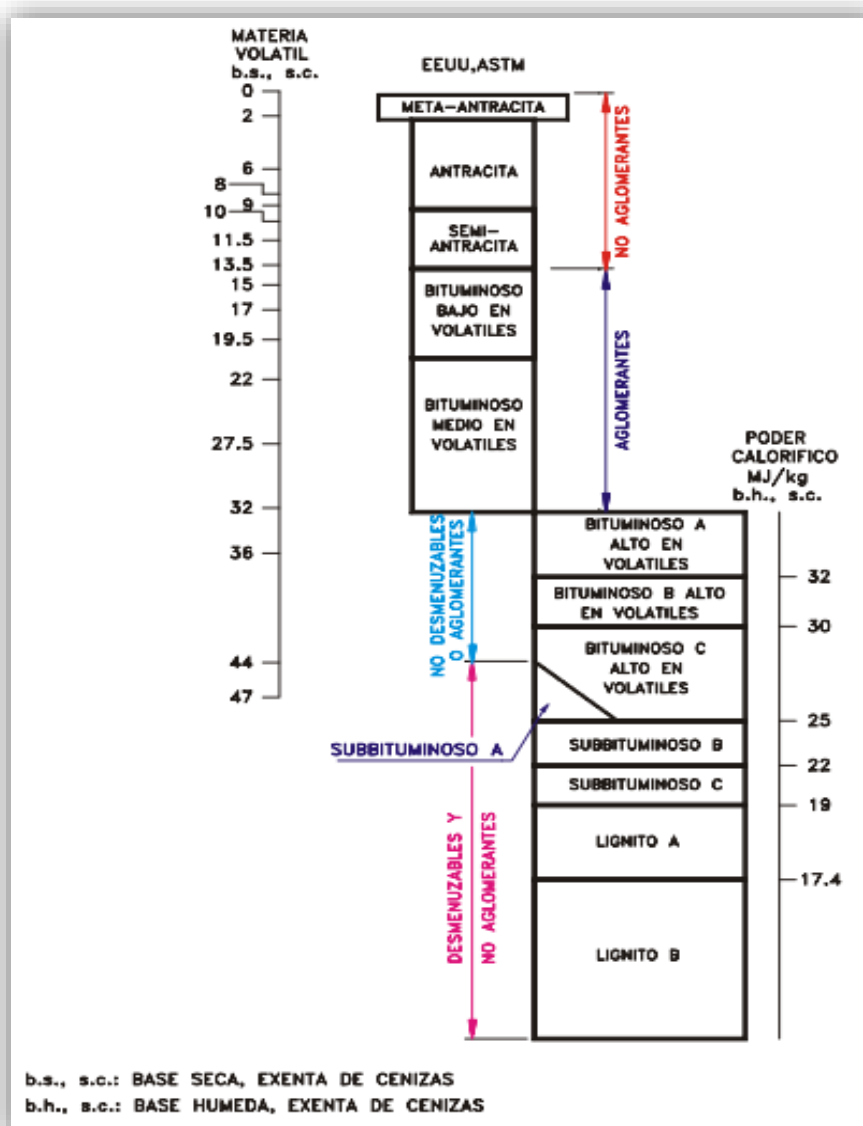


Figura 3. Clasificación ASTM. Fuente: Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.

### 3.2.2 Clasificación según la norma (ASTM D 388 – 98a)

El carbón es una roca orgánica combustible, producto de la descomposición, sedimentación, compactación, endurecimiento y alteración química de plantas prehistóricas por procesos geológicos naturales. El grado de carbonificación o metamorfismo de un carbón depende de la presión, temperatura y tiempo a la cual fueron sometidos estos depósitos, dando como resultado varias clases de



carbón. El sistema de clasificación más utilizado es el propuesto por la ASTM donde los carbones se clasifican por rango (ASTM D 388), en cuatro clases: lignitos, sub-bituminosos, bituminosos y antracíticos, siendo este el orden en que incrementa el grado de metamorfismo. Estas categorías indican intervalos de características físicas y químicas que son útiles en la estimación del comportamiento del carbón en la minería, preparación y usos. La clasificación de acuerdo con el rango se realiza con base en los contenidos de carbono fijo y materia volátil en base seca libre de materia mineral y para los carbones de menor rango el poder calorífico en base húmeda libre de materia mineral (Tabla 2).

Clase	Límites de Carbono fijo / %m, bslmm		Límites de Materia Volátil / %m, bslmm		Límites de Poder Calorífico Btu/lb / %m, bhlmm		Carácter Aglomerante
	Igual o mayor que	Menor que	Igual o mayor que	Menor que	Igual o mayor que	Menor que	
Antracíticos							
Meta-antracita	98	----	----	2	----	----	No aglomerante
Antracita	92	98	2	8	----	----	
Semiantracita	86	92	8	14	----	----	
Bituminosos							
Bituminoso Bajo Volátil	78	86	14	22	----	----	Comúnmente aglomerante
Bituminoso medio volátil	69	78	22	31	----	----	
Bituminoso alto Volátil A	----	69	31	----	14000		
Bituminoso alto Volátil B	----	----	----	----	13000	14000	
Bituminoso alto Volátil C	----	----	----	----	11500	13000	
Subbituminosos							
Subbituminoso A	----	----	----	----	10500	11500	No aglomerante
Subbituminoso B	----	----	----	----	9500	10500	
Subbituminoso C	----	----	----	----	8300	9500	
Lignitos							
Lignito A	----	----	----	----	6300	8300	No aglomerante
Lignito B	----	----	----	----	----	6300	

Tabla 2: Clasificación por rango (ASTM D 388-98a). Fuente: ASTM D 388, 1998.

Los datos de análisis elemental también son representativos del rango del carbón, por lo que este a menudo se clasifica a partir del contenido de carbono en base seca libre de cenizas (Tabla 3). Cabe resaltar que al considerar la relación (C+H/O) esta aumenta con el incremento del rango. Algunos carbones cuando se someten a tratamiento térmico exhiben un determinado comportamiento, atraviesan por una etapa plástica, se ablandan, hinchan y resolidifican. Este tipo de carbones se conocen como carbones aglomerantes, mientras que el resto de carbones se denominan carbones no aglomerantes. El carácter aglomerante generalmente incrementa con el contenido de materia volátil alcanzando un máximo en el intervalo entre 25 %m y 35 %m, a partir de este punto disminuye; también incrementa con el contenido de hidrógeno y decrece con el contenido de oxígeno y de materia mineral.

Clase	Materia Volátil / %m	Hidrogeno / %m	Carbono / %m	Oxigeno / %m	C/H	C+H/O
<b>Antracíticos</b>						
Meta-antracita	1,8	2,0	94,4	2,0	46,0	50,8
Antracita	5,2	2,9	91,0	2,3	33,6	42,4
Semiantracita	9,9	3,9	91,0	2,8	23,4	31,3
<b>Bituminosos</b>						
Bituminoso Bajo Volátil	19,1	4,7	89,9	2,6	19,2	37,5
Bituminoso medio Volátil	26,9	5,2	88,4	4,2	16,9	25,1
Bituminoso alto Volátil A	38,8	5,5	83,0	7,3	15,0	13,8
Bituminoso alto Volátil B	43,6	5,6	80,7	10,8	14,4	8,1
Bituminoso alto Volátil C	44,6	4,4	77,7	13,5	14,2	6,2
<b>Subbituminosos</b>						
Subbituminoso A	44,7	5,3	76,0	16,4	14,3	5,0
Subbituminoso B	42,7	5,2	76,1	16,6	14,7	5,0
Subbituminoso C	44,2	5,1	73,9	19,2	14,6	4,2
<b>Lignitos</b>						
Lignito A	46,7	4,9	71,2	21,9	14,5	3,6

Tabla 3. Clasificación por rango a partir de análisis elemental. Fuente: ASTM D 388, 1998.

Las propiedades plásticas y el carácter aglomerante del carbón se determinan mediante ensayos empíricos a partir de los cuales se obtiene información cualitativa. Las propiedades plásticas del carbón se evalúan con el plastómetro

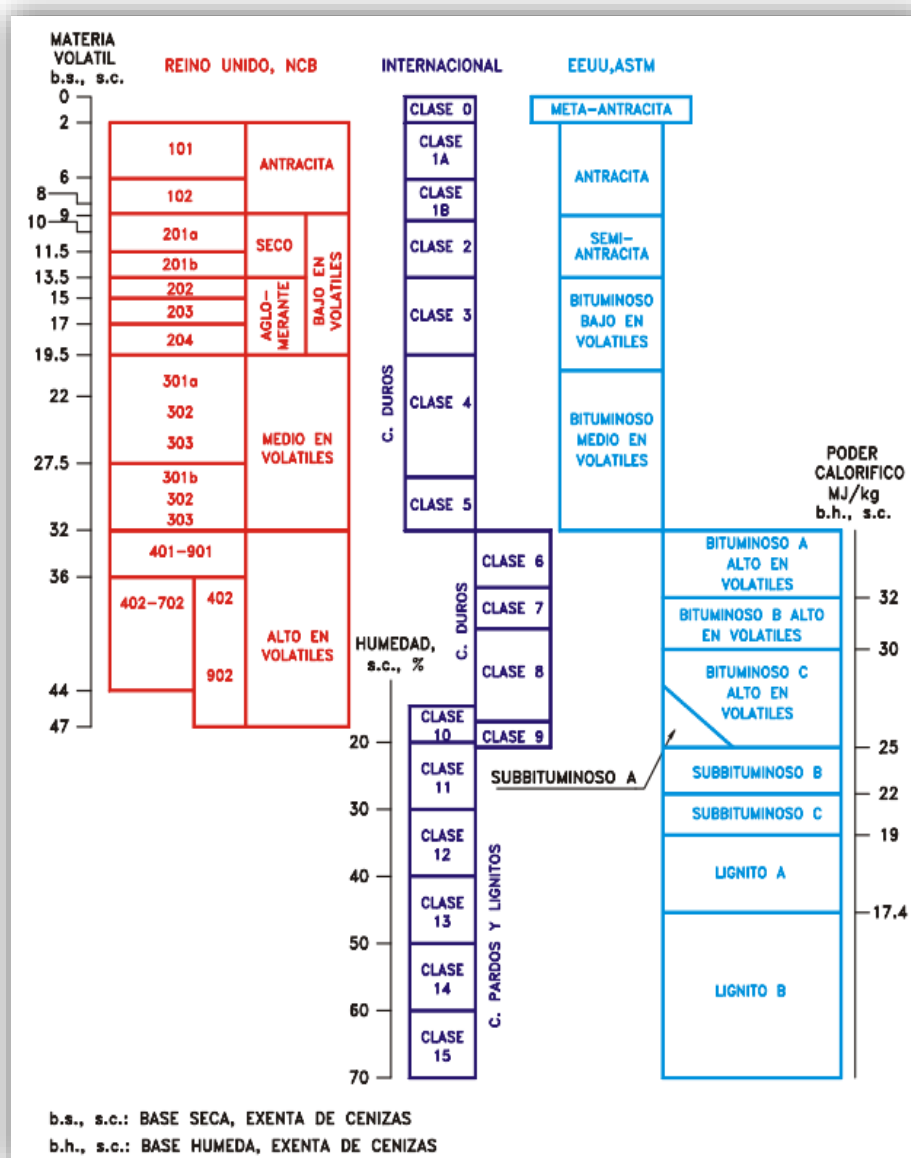
de Gieseler (ASTM D2639) mientras que el carácter aglomerante se determina mediante el índice de aglomeración (ASTM D-3175), el índice de hinchamiento libre (IHL)-(ASTM D-720) y el ensayo dilatométrico por diferentes estándares (dilatómetria (ASTM D-5515), el dilatómetro de Ruhr (ISO 8264) y el dilatómetro de Audibert-Arnu (ISO 349). El índice de hinchamiento libre es un parámetro que permite clasificar los carbones según su carácter aglomerante (Tabla 4). Se espera que carbones con índice de hinchamiento mayor a 4 generen coques de buena calidad, sin embargo carbones del mismo rango y con mismo índice de hinchamiento libre producen coques de diferentes características por lo cual es importante estudiar otras propiedades que definan la habilidad para producir coque.

Índice de Hinchamiento Libre	Clasificación
0	No aglomerante
1-2	Débilmente aglomerante
2-4	Medianamente aglomerante
> 4	Fuertemente aglomerante

Tabla 4. Carácter aglomerante según índice de hinchamiento libre. Fuente: ASTM D 388, 1998.

### 3.2.3 Otras clasificaciones

Existen otros sistemas de clasificación basados en el contenido en materia volátil, propiedades aglomerantes y coquizantes. Entre éstos destacan el denominado "Sistema Internacional de Clasificación" que clasifica los carbones en 15 clases asignándoles un código en función de cada una de las propiedades citadas con anterioridad. En el Reino Unido se utiliza la clasificación NCB, compuesta de nueve clases, las cuatro primeras divisiones establecidas únicamente en función del contenido en materia volátil (códigos 100, 200 y 300 para contenidos inferiores al 32%), y las restantes basadas en las propiedades aglomerantes y coquizantes. Se incluye una comparación entre estas dos clasificaciones y la A.S.T.M (Figura 4).



*Figura 4. Comparación entre distintos sistemas de clasificación de carbón. Fuente: Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.*

### 3.3 DEFINICIÓN DEL GAS METANO

El gas metano es un hidrocarburo de la serie de los alcanos, su estructura molecular es muy sencilla (Figura 5), es un gas y su fórmula química es  $\text{CH}_4$ , cada uno de los átomos de hidrogeno está unido al carbono por medio de un enlace covalente. Es una sustancia no polar que se presenta en forma de gas a temperaturas y presiones ordinarias, es más ligero que el aire, incoloro, inodoro e inflamable y apenas soluble en agua en su fase líquida.

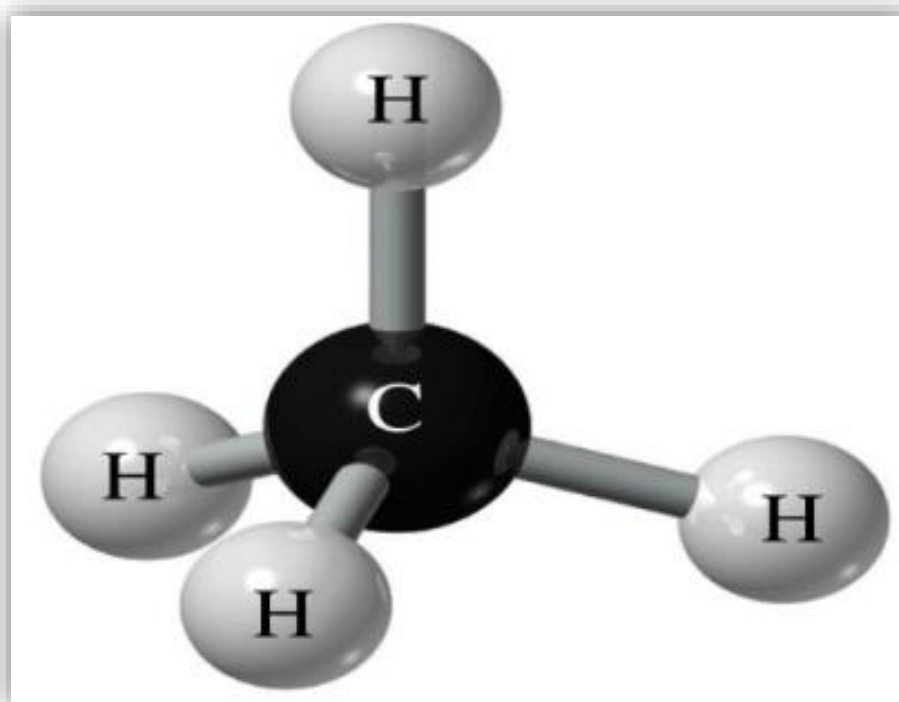


Figura 5. Estructura del Gas Metano. Fuente: Enciclopedia virtual Wikipedia, 2009.

En la naturaleza el gas metano se produce como producto final de la putrefacción anaeróbica de los compuestos orgánicos, este proceso natural se puede aprovechar para producir biogás y se encuentra en el gas natural (entre un 80 % y un 90 %), como en los procesos de las refinerías de petróleo, como producto de la descomposición de la materia en los pantanos y en las minas de carbón se le denomina grisú, este último es muy peligroso por ser muy inflamable.

### 3.3.1 Formación del CBM.

El CBM, es metano ( $\text{CH}_4$ ) en su gran mayoría y este generado en forma natural, junto a pequeñas cantidades de otros hidrocarburos y otros gases distintos a los hidrocarburos contenidos en los mantos de carbón como resultado de un proceso físico y químico (Carbogénesis). Este proceso comienza con la sedimentación de materia orgánica vegetal, lo que da lugar a la turba. La turba se forma por la sedimentación subacuática continua de materia orgánica proveniente de las plantas en ambientes donde las aguas intersticiales son pobres en contenido de oxígeno. Los ambientes característicos permiten la acumulación, el sepultamiento y la preservación de la turba, incluyendo pantanos y áreas de desborde que pueden tener influencia marina o no (Figura 6).

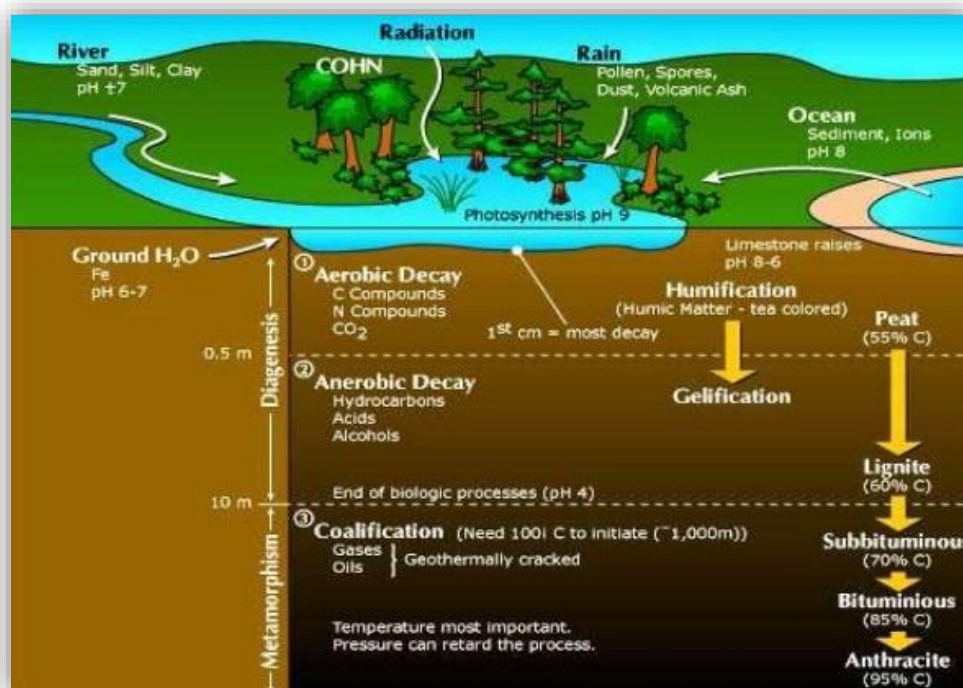


Figura 6: Teoría de la Carbogénesis. Fuente: Rionda, A., 2010.

En el pasado geológico se consideraba que la mayor parte de la turba se formaba en ambientes marinos deltaicos o marginales. La carbonificación (transformación



del carbón) se da en diferentes regímenes y en diferentes ambientes. La degradación bioquímica pone en marcha el proceso de carbonificación, pero con el sepultamiento, el aumento de las presiones de los estratos de sobrecarga y las temperaturas del sub-suelo se generan procesos físico-químicos que continúan con este proceso (Figura 7).

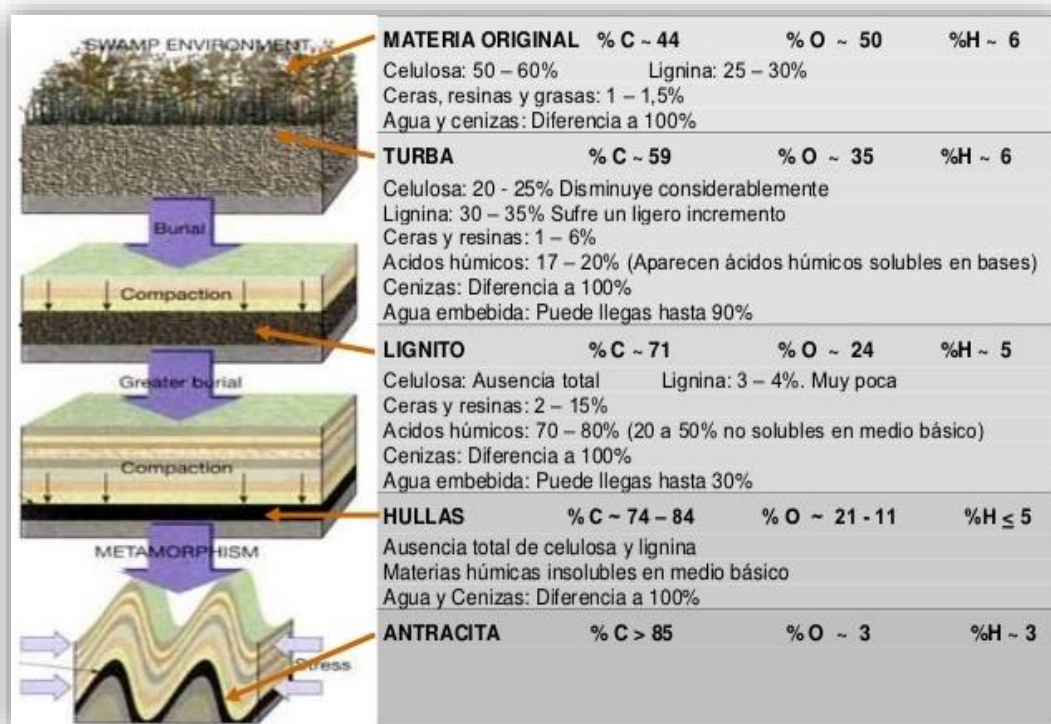


Figura 7: Carbonificación. Fuente: Rionda, A., 2010.

Al liberarse el agua, el dióxido de carbono y el metano; el carbón aumenta de rango, que es una medida de la madurez. Las capas de carbón se dividen en rangos e incluyen en orden de rango creciente: carbones sub-bituminosos, bituminosos alto volátil, bituminosos medio volátil, bituminosos bajo volátil, semi-antracita y antracitas (Figuras 8 y 9). Las capas de carbón contienen ciertos minerales inorgánicos que se componen en gran parte de macerales o compuestos vegetales que van desde plantas leñosas a resinas.

RANGO			C fijo (%)	Humedad (%)	Materia Volátil (%)	Poder calorífico (MJ/kg)
Antracita		 <p>mayor contenido en C fijo, mayor poder calorífico menor humedad, menor contenido en materia volátil</p> <p><b>AUMENTO DEL RANGO</b></p>	86 - 98	< 3	< 5	23 -33
Bituminoso (bajo, medio y alto en volátiles)			45 - 86	5 - 10	10 - 30	24-35
Sub- bituminoso			35 - 45	15 - 30	30 - 40	20-21
Lignito			25 - 42	40 - 60	40 - 50	10-20
Turba			< 25			

Figura 8: Rango del carbón. Fuente: Rionda, A., 2010.

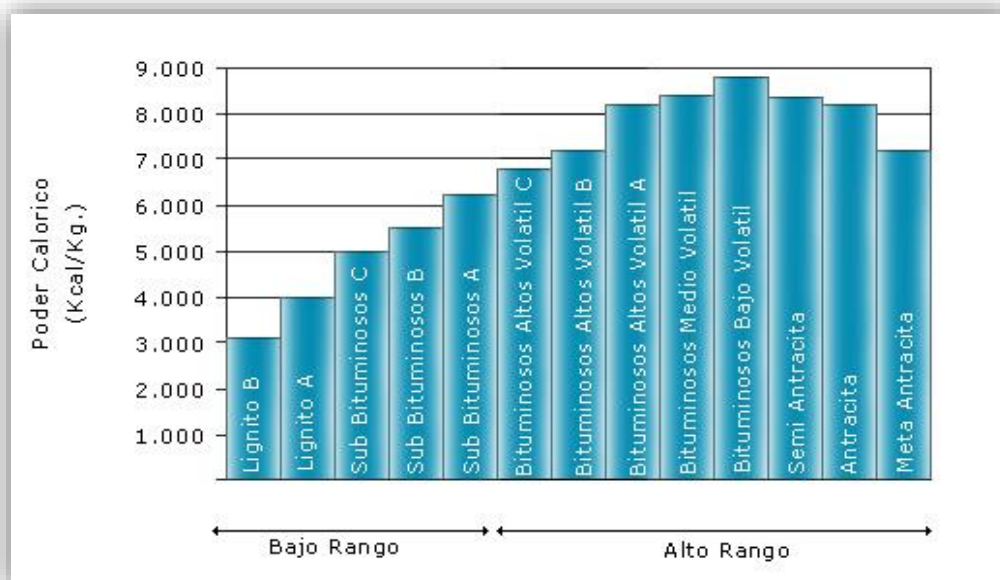


Figura 9: Rango del carbón según la ASTM. Fuente: ASTM D388, 1998.



Las tres categorías generales de macérales son la vitrinita, la liptinita y la inertinita (Tabla 5). La vitrinita se refiere a material de plantas leñosas tales como troncos, raíces, ramas y brotes. Los macérales liptiníticos corresponden a las partes más resistentes de la planta tales como esporas, polen, ceras y resinas. Los macérales inertiníticos representan material vegetal alterado y se encuentran menos estructurados.

MACERAL	SUSTANCIAS VEGETALES DE PROCEDENCIA	CARACTERISTICAS DEL MEDIO
<b>Vitrinita</b>	"Madera": troncos, raíces y hojas vasculares	Anaerobio/Aerobio
<b>Inertita</b>	"Madera": (coquizada o degradada bioquímicamente) y restos de hongos	Aerobio
<b>Exinita</b>	Resinas, cutículas, esporas, pólenes, Algas	Anaerobio

Tabla 5. Formación de los macérales de los carbones duros en función del medio y las sustancias vegetales de procedencia. Fuente: Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.

Estos macérales tienen un mayor contenido de carbono como consecuencia de los procesos de oxidación producidos durante la sedimentación por ejemplo, la combustión de leña o turba en el fuego. Los datos de los macérales reflejan la composición básica de las capas de carbón y por lo tanto ayudan a los geólogos a determinar el potencial de los yacimientos de CBM. Desde el momento de la sedimentación el carbón es diferente de otros tipos de roca yacimiento. Se compone de material vegetal alterado (macérales) que funciona a la vez como fuente generadora y como yacimiento de hidrocarburos. El carbón se encuentra inherentemente fracturado como consecuencia del proceso de carbonificación que forma fracturas verticales o diaclasas (cleat). Las diaclasas en el carbón se clasifican geométricamente en: diaclasas primarias siendo estas las más continuas y las secundarias que son menos continuas siendo estas las diaclasas

frontales (Face) y diaclasas interpuestas (Butt), (Figura 10). La clasificación genética de las fracturas del carbón también es común. Las fracturas endógenas o diaclasas clásicas son creadas bajo tensión al comprimirse la matriz del carbón debido a la deshidratación y la desvolatilización producida durante la maduración del carbón. Estos conjuntos de diaclasas son ortogonales y casi siempre perpendiculares a la estratificación. Por el contrario, las fracturas exógenas formadas debido al tectonismo, y en consecuencia el campo de los esfuerzos regionales, determinan su orientación. También se observan fracturas por esfuerzo de corte a  $45^\circ$  con respecto de los planos de estratificación.

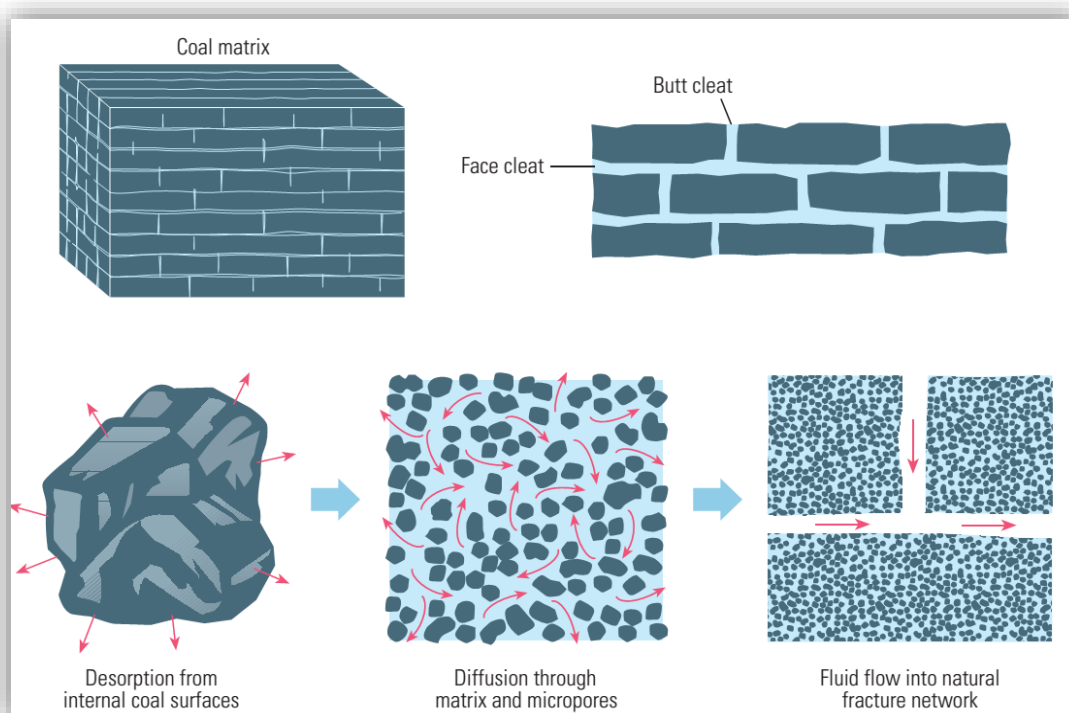


Figura 10. Adsorción y Desorción. Fuente: Oilfield Review, Volumen 21 No. 2, 2009.

Virtualmente en todos los yacimientos de metano en mantos de carbón, las diaclasas constituyen el mecanismo de permeabilidad primario. Al igual que los yacimientos convencionales, las capas de carbón también pueden ser naturalmente fracturadas. En mantos de carbón más profundos, los mayores esfuerzos de los estratos de sobrecarga pueden triturar la estructura del carbón

y cerrar las diaclasas. En tales localizaciones, el fracturamiento natural subsiguiente tiende a ser el principal sustento de la permeabilidad. La comprensión de los sistemas de diaclasas y fracturas naturales en capas de carbón es esencial durante todas las facetas del desarrollo de yacimientos de CBM. La generación del metano es una función del tipo de maceral y del proceso de madurez termal. Al aumentar la temperatura y la presión cambia el rango del carbón junto con su capacidad de generar y almacenar metano (Figura 11). Con el tiempo se produce la deshidratación y la desvolatilización provocando la contracción de la matriz del carbón y la formación de diaclasas endógenas.

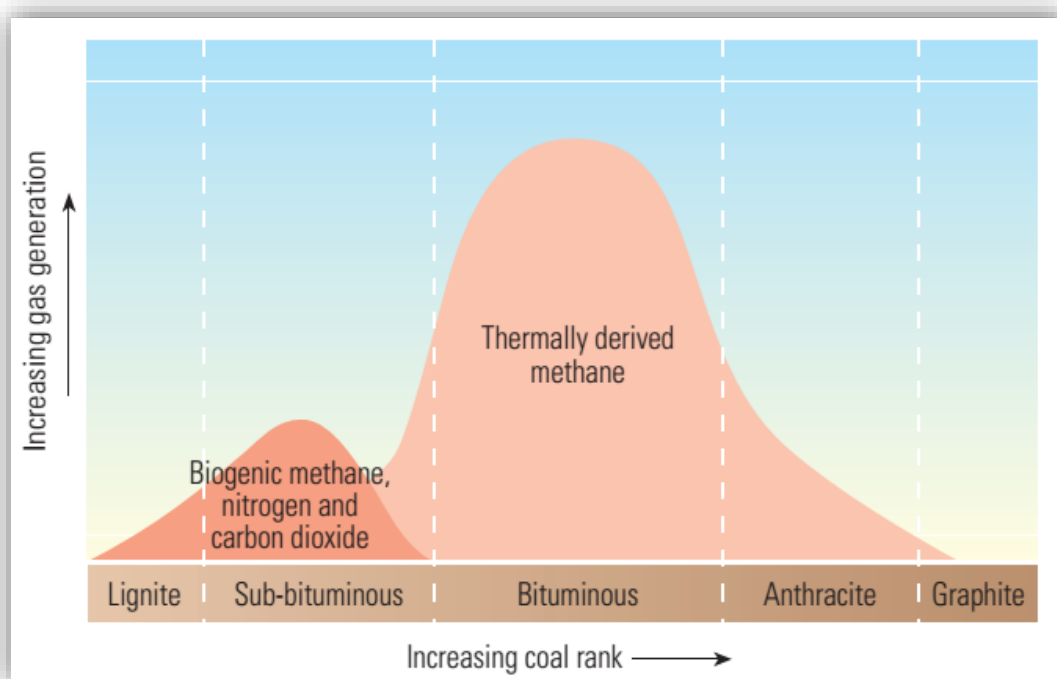


Figura 11. Generación del gas en función del rango del carbón. Fuente: Oilfield Review, Volumen 21 No. 2, 2009

Las isothermas de desorción describen la relación entre la presión y el contenido de gas adsorbido en el carbón, en condiciones de temperatura y humedad estáticas. La capacidad del carbón de almacenar metano reduce sustancialmente la necesidad de contar con mecanismos de entrapamiento de yacimientos convencionales, haciendo que su contenido de gas (que está relacionado con el rango del carbón) y el grado de desarrollo de diaclasas o

fracturas naturales sean las consideraciones primordiales cuando se evalúa un área para determinar el potencial de producción de CBM. En los yacimientos de petróleo y gas, la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos se relaciona con la porosidad porque el gas es retenido y almacenado en los sistemas de poros en la matriz. Si bien los carbones poseen una porosidad intrínseca moderada, pueden almacenar hasta seis veces más gas que un volumen equivalente de arenisca a una presión similar y la capacidad de almacenamiento de gas en un carbón está determinada principalmente por su rango. La capacidad de absorción y adsorción del carbón, al aumentar la madurez del carbón de bituminoso a antracita, aumenta su capacidad de absorción y adsorción. Las pruebas realizadas a muestras de carbón para relacionar el gas adsorbido con la presión (bajo condiciones isotérmicas) evalúan cómo sería la producción de los pozos de CBM con el tiempo (Figuras 12 y 13).

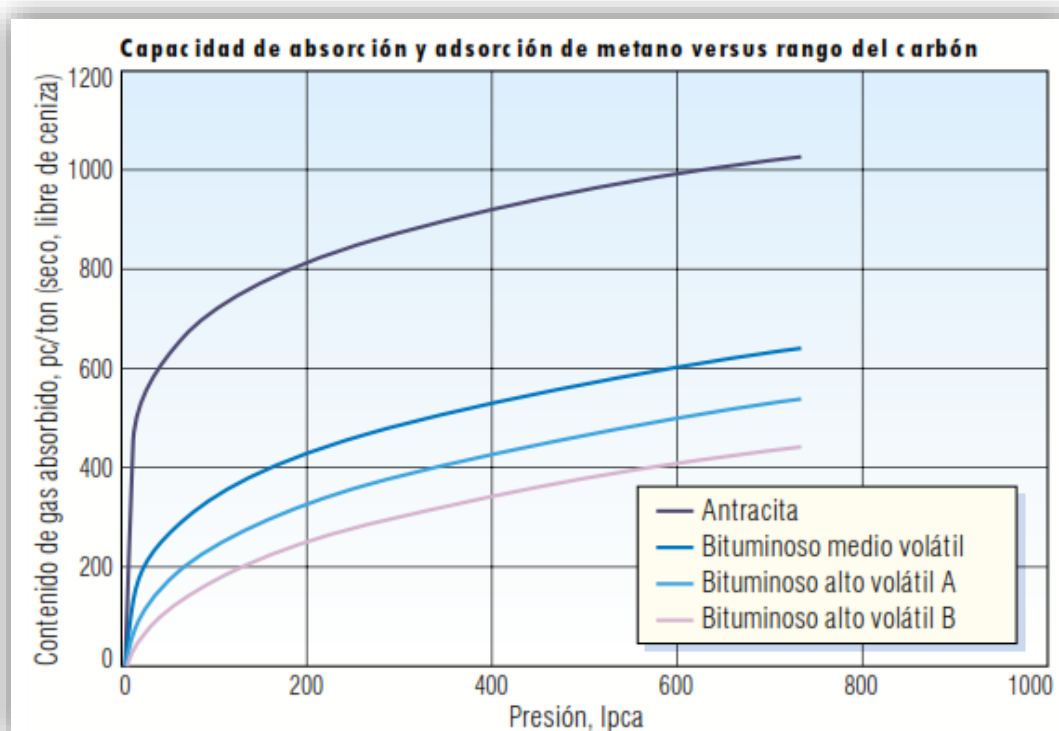


Figura 12. Capacidad de absorción y adsorción de metano versus rango del carbón. Fuente: Oilfield Review, 2004.

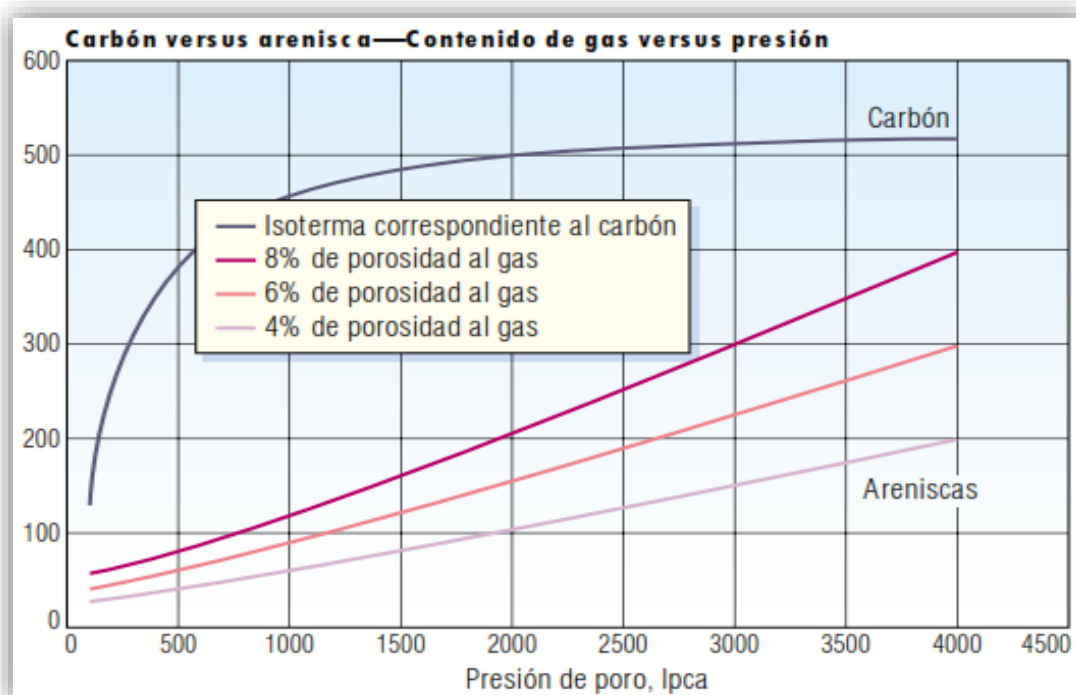


Figura 13. Carbón versus arenisca—Contenido de gas versus presión. Fuente: Oilfield Review, 2004.

La gráfica muestra respuestas típicas en carbones bituminosos y carbones de antracita. La capacidad de almacenamiento de gas del carbón puede ser considerablemente superior a la de las areniscas.

### 3.3.2 Generación, Almacenamiento Y Liberación de (CBM).

#### Generación

De acuerdo a estudios realizados a los diversos rangos de carbón, se han evidenciado cambios físicos y químicos que influyen en la capacidad de generar y almacenar CBM en el proceso de carbonificación. Mientras que los carbones de bajo rango como turba y lignito producen una pequeña cantidad de metano que está alrededor de los 1350 ft<sup>3</sup>/ton, los bituminosos altos volátiles y antracitas generan un valor que puede exceder los 10000 ft<sup>3</sup>/ton. O sea que a

medida que el rango de carbón aumenta, así también se incrementa el contenido de gas siendo la antracita la que posee la mayor capacidad (Figura 14).

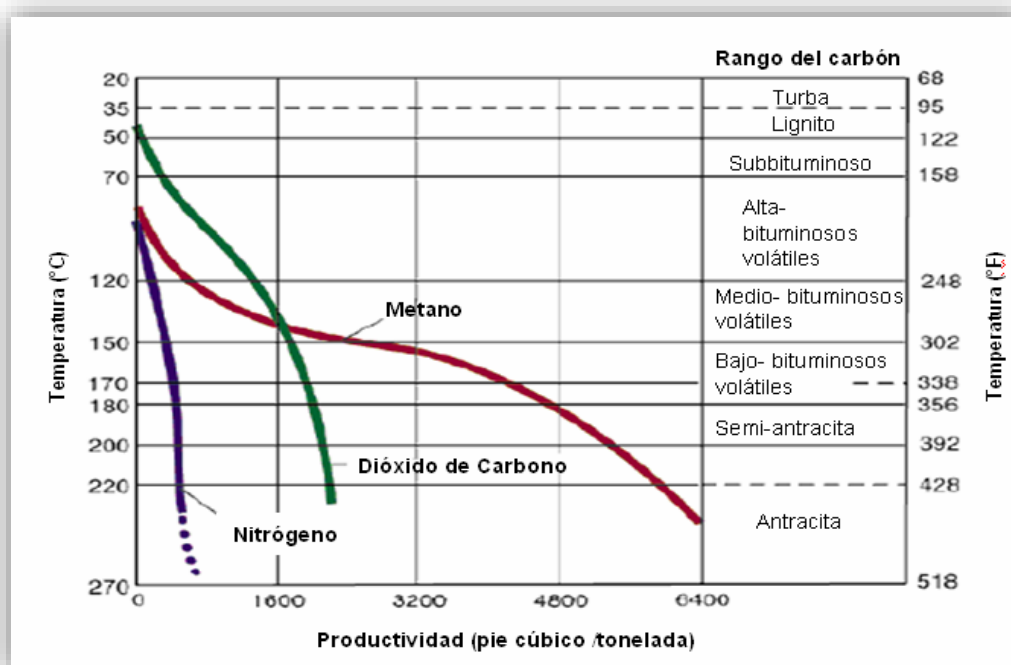


Figura 14. Cantidad de gas generado durante la carbonificación. Fuente: Law and Rice, 1993.

donde se relacionan el rango y el volumen, se puede observar como el volumen generado de metano se incrementa rápidamente en carbones de rango superior. Pero a pesar que la antracita tiene alto contenido de gas, es muy baja su permeabilidad; mientras que los sub-bituminosos si tienen una buena permeabilidad pero bajo contenido de gas. (Mariño J., 2010). Generalmente los carbones ideales para el CBM son los bituminosos de medio a alto volátil, ya que el gas generado es de ocho a diez veces la cantidad que el carbón puede retener durante la carbonificación. Los carbones bituminosos generan cerca de 4800 ft³/ton de carbón pero su máxima capacidad de absorción es de 552 ft³/ton a una profundidad de 2275 ft, de igual modo grandes volúmenes de agua pueden ser producidos debido a la compactación del carbón (Moore, 2004). Los factores que intervienen en la generación del gas metano en el carbón son: el Rango del Carbón, el Tipo de Carbón, Profundidad del Manto de Carbón, la Historia del Enterramiento y el Contenido de Materia Mineral.

**A. Rango del Carbón:** Según el rango del carbón se ha podido determinar el volumen potencial de un yacimiento del mismo. La mayor cantidad de CBM se ha logrado evidenciar en los carbones de rango bituminosos alto volátil y una reflectancia de la vitrinita con un porcentaje mayor a 0.5 y menor a 1.5.

**B. Tipo de Carbón.** Como ya lo mencionamos, el carbón es formado por la acumulación de materia vegetal, la cual en estudios de petrografía es llamada Macérales clasificándose en: Vitrinita, Inertinita y Liptinita. Si analizáramos todos los grupos de Macérales a partir de la mayor cantidad de gas generado nos inclinaríamos por los carbones con alto porcentaje de Vitrinita y Liptinita, aunque la composición final depende más de la historia geológica que de los propios constituyentes originales (ECOPETROL-UPTC, 2001).

**C. Profundidad del Manto de Carbón.** Este parámetro es un indicador del potencial de metano a encontrar en un manto de carbón. A medida que el carbón se profundiza mayor cantidad de gas se genera, teniendo en cuenta datos obtenidos en Norteamérica donde el gradiente es de 20 ft<sup>3</sup>/ton por cada 100 ft (33 m) aproximadamente.

**D. Historia del Enterramiento.** Es la máxima profundidad de enterramiento a la cual se ha encontrado un manto de carbón a lo largo de su historia geológica. Esta historia en la exploración del CBM es de mucha importancia ya que nos ayuda a delimitar toda la zona seleccionada inicialmente, eliminando áreas de extremo (mínimo y máximo) enterramiento que no son útiles para explotación del gas y escoger las que poseen una reflectancia de la vitrinita (Ro) entre 0.5 - 1.6%, se puede observar el aumento del contenido CBM, conforme aumenta la reflectancia de vitrinita (Figura 15).

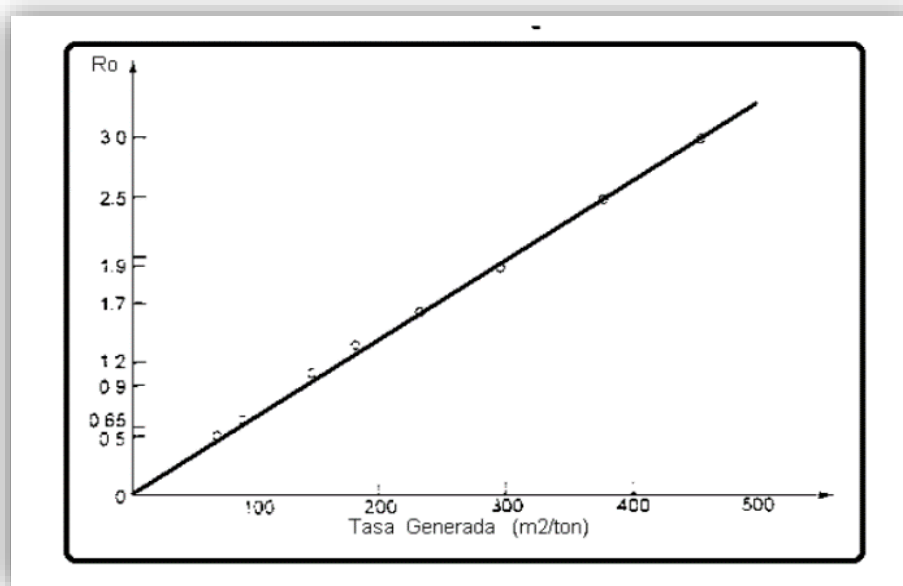


Figura 15. La reflectancia de vitrina vs. Metano generado. Fuente: (Bonett y Rodríguez 1996).

**E. Contenido de Materia Mineral o Cenizas.** La materia mineral es aquel material que no es combustible. En una muestra de carbón, es aproximadamente igual a la materia mineral seca que se determina por medio de análisis próximos en el laboratorio.

### Almacenamiento.

La mayor cantidad de gas que se encuentra en el interior del carbón es almacenada por absorción en la matriz del mismo y es comprimido en una capa mono-molecular en estado semilíquido. El restante se encuentra como gas libre en el sistema de fracturas (face y butt) y poros (primarios y secundarios) del carbón, como gas disuelto dentro del agua de formación, esto se observa en el almacenamiento de gas en los carbones y areniscas (Mariño, J., 2010), (Figura 16).



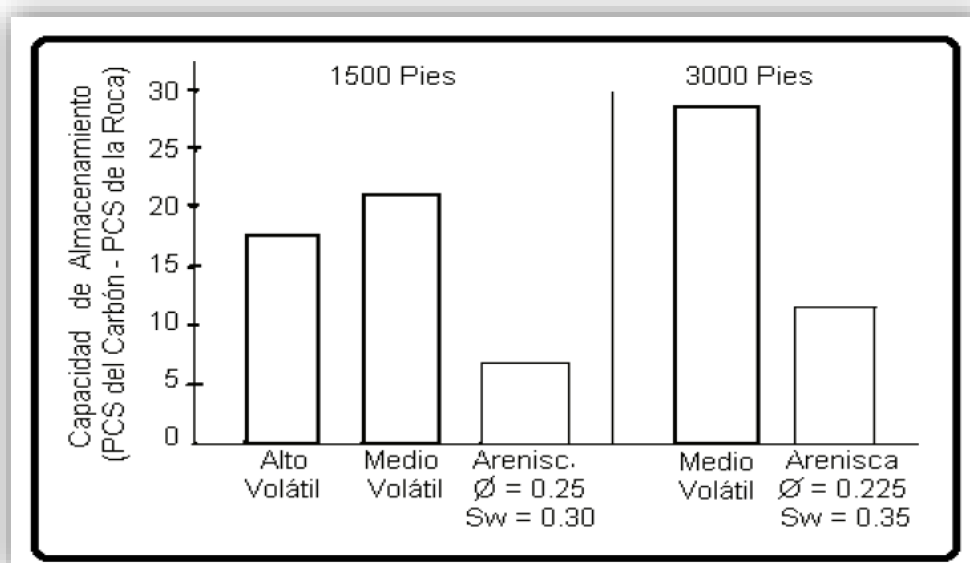


Figura 16. Almacenamiento de gas en carbones y areniscas. Fuente: Bonett y Rodríguez, 1996.

## Liberación.

Para que el gas metano logre ser expulsado del interior del carbón, se necesita que se disminuya toda la presión existente sobre el carbón, es decir, evacuar el agua que se encuentra asociada a los mantos de carbón desde el subsuelo a la superficie para desconfinarlo y bajar la presión hidrostática en dicho manto, así se permite el flujo del gas. Para valorar estos efectos se debe tener información suficiente sobre los acuíferos y las zonas de recarga. Posterior a la liberación, se da paso al movimiento o flujo del gas dentro del mineral, el cual se puede decir que se desarrolla en tres etapas.

## Desorción

Proceso mediante el cual todas las moléculas que se encontraban empaquetadas en la capa mono-molecular en la superficie interna del carbón, inician a desprenderse una tras otra generando así el primer movimiento del metano hacia una superficie se puede decir, más libre (Figura 17).

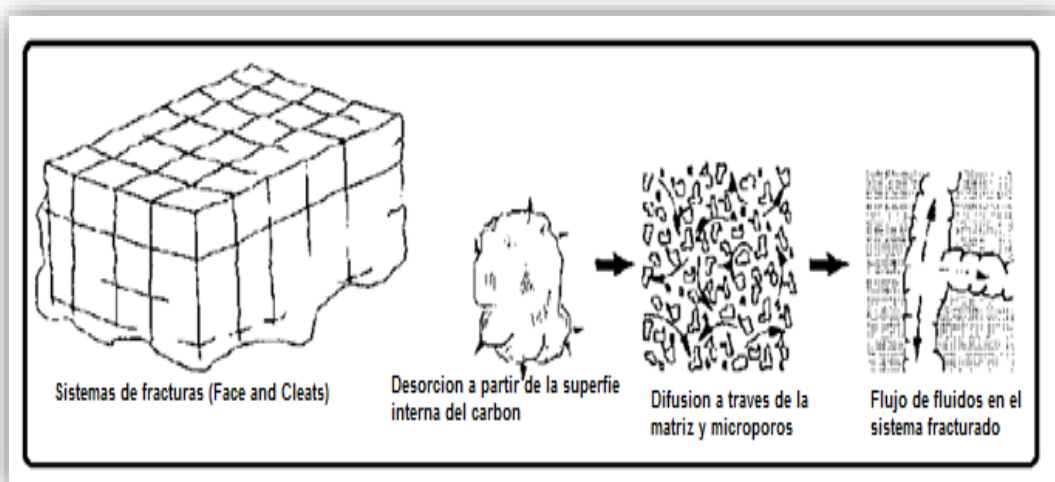


Figura 17. Proceso de desorción desde la matriz del carbón. Fuente: Ordoñez y Peñuela, 1996.

## Difusión.

En esta etapa del movimiento, el fluido liberado se propaga a través de la matriz sólida del carbón con vía al sistema de fracturas naturales del mismo, donde se pasa de un medio de mayor concentración, la superficie interna, hasta uno de menor concentración como las fracturas.

## Flujo.

Esta es la última etapa del movimiento del metano en el carbón ya aquí el gas fluye desde la matriz hasta una superficie externa (pared de un pozo, frente de explotación, etc.) a través del sistema de fracturas (Figura 18). El gas se mueve junto al agua de acuerdo a la ley Darcy y a la relación de permeabilidades relativas.

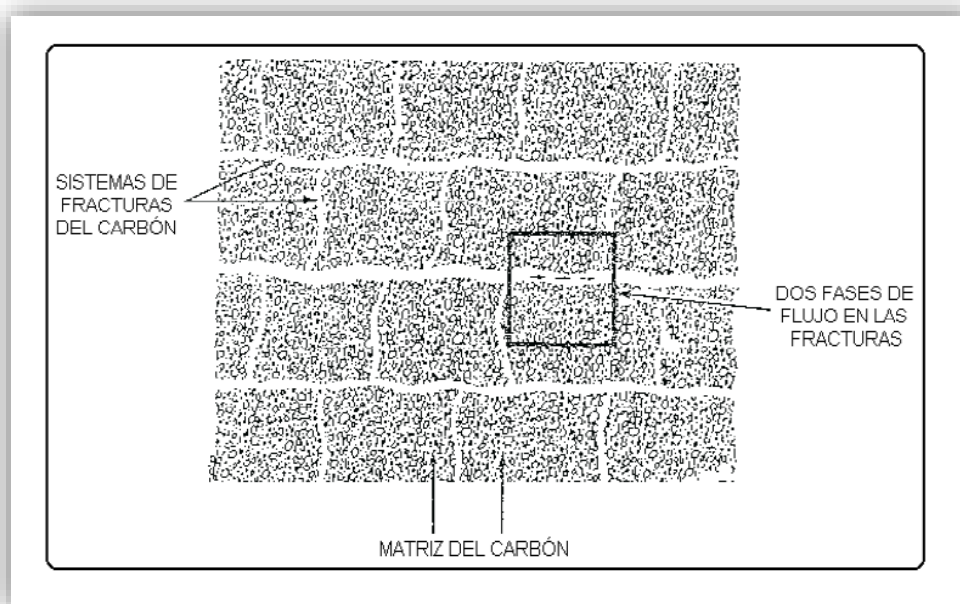


Figura 18. Estructura y movimiento del metano desde la parte interna del carbón. Fuente: Law and Rice, 1993.

### 3.3.3 Análisis instrumental: Cromatografía de gases

La cromatografía de gases es un método físico de separación basado en la distribución de los componentes de una mezcla entre dos fases inmiscibles, una fija y otra móvil. En cromatografía gaseosa, la fase móvil es un gas que fluye a través de una columna que contiene a la fase fija. Esta fase fija puede ser una película líquida delgada que recubre un sólido particulado o las paredes de la columna (cromatografía gas-líquido o CGL). El proceso que produce la separación es la partición de los mismos entre las fases líquida y gaseosa. La cromatografía de gases descrita por James y Martin en 1952, es un método de separación que se usa ampliamente en investigación, química aplicada, tecnología del petróleo, control ambiental y medicina, entre otras áreas. La muestra es transportada por la columna, por el flujo de fase inerte, fase móvil gaseosa (helio), que proviene de cilindros provistos con válvulas reductoras de presión. La decisión más importante en la fijación de los parámetros para un análisis por cromatografía de gases, es la selección de la fase estacionaria de

la columna. El cromatógrafo de gases (Figura 19) contiene un puerto de inyección en el cual la muestra se introduce con una microjeringa a través de un septum (septa) de goma. Allí se produce la vaporización instantánea de la misma y su introducción en la corriente de gas. La columna se halla dentro de un horno, lugar en donde hay una amplia posibilidad de programar la temperatura, para que se realice la separación de los componentes de la muestra.

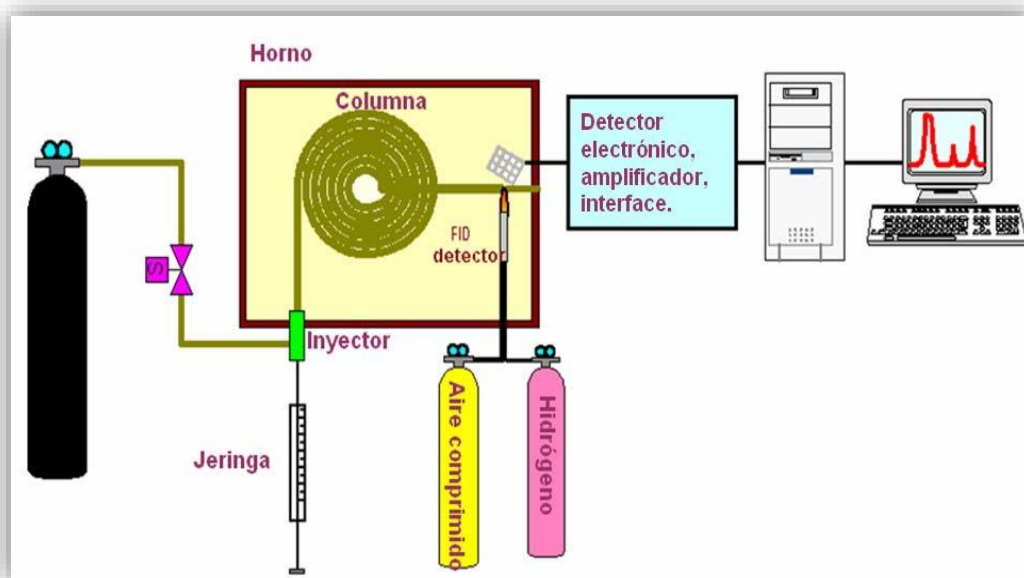


Figura 19. Esquema de un cromatógrafo de gases. Fuente: Martínez, Y., 2009.

Las columnas capilares contienen una fase estacionaria, que es adsorbida sobre la superficie de un sólido inerte. El material de soporte de las columnas empaquetadas debe ser capaz de tolerar altas temperaturas (hasta 350°C), presiones moderadas (hasta 5 atm), ser inerte y disponible en tamaños de partícula diferentes. Un método muy utilizado para el análisis de gas natural es la cromatografía de gases con un sistema de detección el cual consiste en un detector de conductividad térmica (TCD) y un detector de ionización de llama (FID). Una característica de este método es que se pueden analizar varios componentes presentes en una misma muestra con diferentes columnas y detectores cromatográficos. El TCD es utilizado habitualmente para medir el aire, monóxido de carbono, nitrógeno, dióxido de carbono, agua y sulfuro de

hidrogeno, el TCD y FID son utilizados para el análisis de hidrocarburos de bajo peso molecular (hasta C<sub>7</sub>). La respuesta del GC (Cromatógrafo de Gases) se calibra utilizando un conjunto de gases de referencia (patrones), con valores de composición certificados para cada componente. Se obtiene una gráfica para hallar el factor de respuesta para cada uno de los componentes calculando por regresión la medida del área de los picos y los valores certificados de los patrones de referencia. Se determinan las figuras analíticas de mérito para los métodos utilizados. En este trabajo, se utilizó un modelo cromatográfico basado en la norma ASTM D-1945-96, este modelo cubre la determinación de la composición química del gas natural.

Una de las mayores fuentes de incertidumbre en este tipo de análisis resulta de las variaciones en la cantidad de gas inyectado en el GC. Estas variaciones se conocen como variaciones en el "tamaño de la muestra" y están fuertemente correlacionadas con las condiciones ambientales, en particular, con la presión del ambiente, la temperatura del bucle de muestreo, y el flujo de muestreo. Además, algunos cambios en las condiciones instrumentales, como cambios en el detector, pueden producir variaciones en el aparente tamaño de la muestra.

Otros parámetros físicos importantes incluyen el tamaño de partícula (entre más pequeños sean los tamaños de partícula proporcionan más platos teóricos), la porosidad y el área de la superficie (un área de la superficie más grande que es determinada por la porosidad requerirá que más fase líquida alcance una capa completa) y la densidad del empaquetado. También hay una dependencia de la temperatura programada en el split usando la técnica PSS (programada-split/splitless); el modo de inyección con la técnica PSS, afecta la introducción de volúmenes grandes de muestra para una mezcla de alcanos en el GC con columna capilar. En la literatura hecha por (Martínez, Y., 2009) se encuentra información sobre diferentes factores como la velocidad de inyección, presencia de adsorbente en el liner, el diámetro interno del liner, la temperatura inicial y final del inyector, la velocidad de flujo del split inicial y el tiempo del split, y cómo afectan la señal cromatográfica de compuestos diferentes.

El análisis de hidrocarburos alifáticos de matrices ambientales es difícil porque con frecuencia son encontrados en niveles de trazas. Esto requiere de una optimización cuidadosa que reduzca al mínimo las pérdidas de hidrocarburos volátiles y disminuya la discriminación de algunos compuestos sobre otros. La fuente principal para probar la discriminación es producida por vaporización selectiva de la aguja de la jeringa cuando es colocada en un inyector caliente. Los detectores más útiles en GC son los detectores de conductividad térmica y de ionización en llama; son detectores excelentes para los tipos rutinarios de análisis, por ejemplo, en el control de calidad (QC). La única desventaja de estos detectores consiste en que ellos no son muy específicos. El TCD es aplicable a todo tipo de componente y su rango mínimo detectable es de  $10^{-6}$  a  $10^{-7}$ g, el FID es aplicable para el análisis cuantitativo de compuestos orgánicos y su rango mínimo detectable es de  $10^{-12}$  g. El detector produce una señal eléctrica proporcional a la cantidad de muestra inyectada al cromatógrafo, a medida que cada componente separado fluye a través de él. Esa señal es enviada al registrador que realiza un gráfico de área en función del tiempo (cromatograma) (Figura 20).

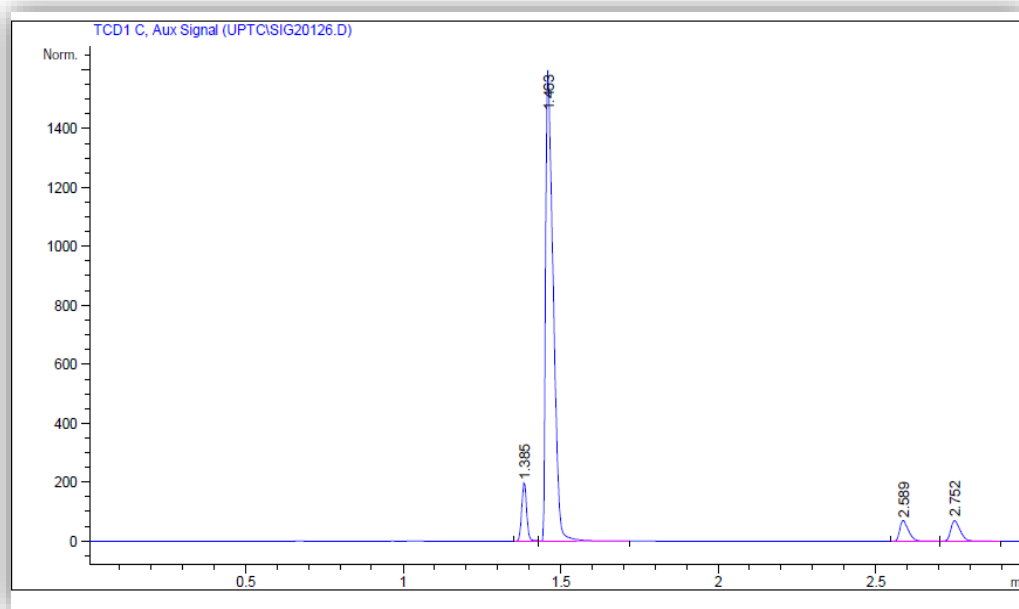


Figura 20: Cromatograma de la muestra de canister 16, pozo Chinavita 1.

## 4. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

### 4.1 ESTRATIGRAFÍA

El área de estudio está ubicada en la cordillera oriental, sobre el flanco occidental del sinclinal de Úmbita y abarca la plancha geológica a escala 1:100.000 publicada por el SGC: 210 IC y 210ID; en la zona las unidades estratigráficas están representadas en una secuencia sedimentaria con edades del Maastrichtiano tardío para la formación arenisca Labor-Tierna y Maastrichtiano superior- Paleoceno Inferior para la formación Guaduas, se escogió la nomenclatura que cumpliera los requerimientos mínimos de la Guía Estratigráfica Internacional (1994): antigüedad, difusión y usos ampliamente reconocidos y aceptados.

Para las unidades de edad Campaniano y Maastrichtiano, la nomenclatura utilizada son las formaciones que conforman el grupo Guadalupe: Arenisca Dura, Plaeners y Labor – Tierna que fueron definidas formalmente por Pérez y Salazar (1978), al Oriente de Bogotá y se aplicara para toda el área; para las unidades litoestratigráficas Paleógenas y Neógenas, la nomenclatura que se adopta ha sido ampliamente utilizada en la sabana de Bogotá y alrededores, como son las formaciones Guaduas, Cacho, Bogotá, Regadera, Usme y Tiltatá (Figura 21).



		TABLA 1 – NOMENCLATURA Y CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LAS UNIDADES PRESENTES EN BOYACÁ					
		1. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA		2. CUENCA CORDILLERA ORIENTAL			
EDAD		1.1 BLOQUE VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	1.2 BLOQUE OTANCHE	1.1 BLOQUE CHIQUEQUIRA-ARCABUCO	1.1 BLOQUE TUNJA-DUITAMA	1.1 BLOQUE TOTA-PAZ DE RÍO	1.1 BLOQUE MACIZO DE FLORESTA
CENOZOICO	CUATERNARIO	Aluvial de Pendientes Terrazas Fluvioglaciár Coluviones		Aluvial Abanicos Derrubios	Aluvial Terrazas Morrenas Glaciares Coluviones	Aluvial Terrazas Morrenas-Glaciares Coluviones	Aluvial de Pendientes Abanicos Derrubios de pendientes
	NEÓGENO	Formación Mesa		Formación Regadera	Formación Titatá	Formación Concentración	
		Formación Limones		Formación Bogotá		Formación Picacho	
		Formación San Antonio		Formación Cacho	Formación Bogotá	Formación Arcillas de Socha	
Formación Cambras			Formación Guaduas	Formación Guaduas	Formación Areniscas de Socha		
PALEOGENO	Ti 1	Formación Juan de Río Seco		Formación Guaduas		Formación Guaduas	
	Ti 2						
			Grupo Guadalupe	Grupo Guadalupe	Formación Guadalupe		
MESOZOICO	CRETÁCICO SUPERIOR	Formación Córdoba		Formación Conejo		Formación Chipaque	
		Grupo Olini		Formación La Frontera		Formación Chipaque	
		Formación Guaguaquí		Formación Simijaca			
				Formación Chiruvita	Formación Une	Formación Une	
		Formación Puerto Romero	Unidad Litoestratigráfica de La Palma	Formación Similiti		Formación Fómique	
				Formación Paja	Formación Tibasosa	Formación Arenisca de Las Juntas	
	CRETÁCICO INFERIOR	Formación Ritoque					
		Formación Rosa Blanca				Formación Lutitas de Macanal	Intrusivo de Pajarito
		Formación Cumbre	Formación Medios		Formación Girón	Formación Calizas del Guavio	
		Formación Arcabuco				Formación Bata	
		Formación Rusia					
		Formación Montebel					
PALEOZOICO	SUPERIOR	Formación Palermo			Grupo Farallones		
PRECAMBRICO	PROTEROZOICO						Batolito de Otenga Paleozoico de Río Nevado Formación Cuche Formación Floresta Formación Tibet Cataclástitos de Soapaga Cuarzomonzonita Stock de de Santa Rosita Chuscales Filitos de Chuscales Filitos de Otenga Filitos de Busbanza

Figura 21. Correlación Regional del Cretácico al Neógeno. Fuente: Pérez y Salazar 1978.

#### 4.1.1 Arenisca Labor y Tierna (K<sub>2</sub>Lt)

Pérez & Salazar (1978) al oriente de Bogotá, formalizaron a las Formaciones Arenisca de Labor y Arenisca Tierna. La Arenisca de Labor, presenta un espesor de 177 m, comienza con capas muy gruesas de areniscas que se intercalan con capas muy delgadas de arcillolitas. La Formación Arenisca de Labor es separada de la Formación Arenisca Tierna por 19 m de lodolitas y arcillolitas; la Arenisca Tierna con un espesor de 49 m, se diferencia de la Labor por presentar capas muy gruesas de areniscas de tamaño más grueso. Las Formaciones Arenisca de Labor, Arenisca Tierna y el segmento que los separa, se agrupan como una sola unidad cartográfica dada la similitud litológica y su



expresión morfológica, se establece desde el techo de la Formación Plaeners hasta la base de la Formación Guaduas.

En el área de trabajo la Formación Labor, presenta un cambio de espesor, en dirección norte disminuye desde 177 m en la sección tipo, a 66 m en Tausa y en Guachetá y Villa de Leyva desaparece (Etayo, 1968). Para la formación Tierna también se presenta cambios de espesor en el mismo sentido, en la sección tipo 49 m y en Tausa 65 m, faltando por medir los últimos metros y hacia el norte, en Villa de Leyva se han reportado espesores de 12 m (Etayo, 1968).

### **Litología.**

La descripción de las formaciones Labor y Tierna se hace con referencia a secciones parciales ubicadas al occidente de la Sabana. La Formación Arenisca Labor se describirá con base a la sección levantada en la Vereda Los Puentes, sector de Mondoñedo (N: 1.008.131 y E: 979.593), en donde se levantaron 62 m y la Formación Arenisca Tierna, en la vereda Piedra Colorada de Subachoque (N: 990.873 y E: 986.025), con 95 m de espesor.

*Segmento A.* Corresponde a la Formación Arenisca de Labor; en la base se presentan 10 m de areniscas de grano muy fino, dispuestas en capas delgadas y muy delgadas, le sigue un intervalo de 6 m de limolitas y limolitas arenosas en capas delgadas planas, paralelas y continuas y luego un intervalo de areniscas limosas en capas planas, paralelas y continuas, con intercalaciones de arcillolitas; la parte superior son 46 m de cuarzo-areniscas, blancas, de grano muy fino, en donde se alternan cíclicamente, capas gruesas y capas delgadas.

*Segmento B.* Corresponde a la Formación Arenisca Tierna. Este segmento empieza con capas potentes de areniscas de grano fino y muy fino, con laminación ondulosa, que hacia arriba están separadas por capas delgadas y muy delgadas de arcillolitas e intervalos de limolitas y areniscas con laminación

lenticular. En los 49m superiores, se presentan areniscas blancas, de granos finos a muy fino, friables o macizos en capas gruesas y bancos; tabulares y levemente ondulosas; en algunos intervalos las capas son medias, con lentes de arenisca de grano fino o de limolitas (Figura 22).

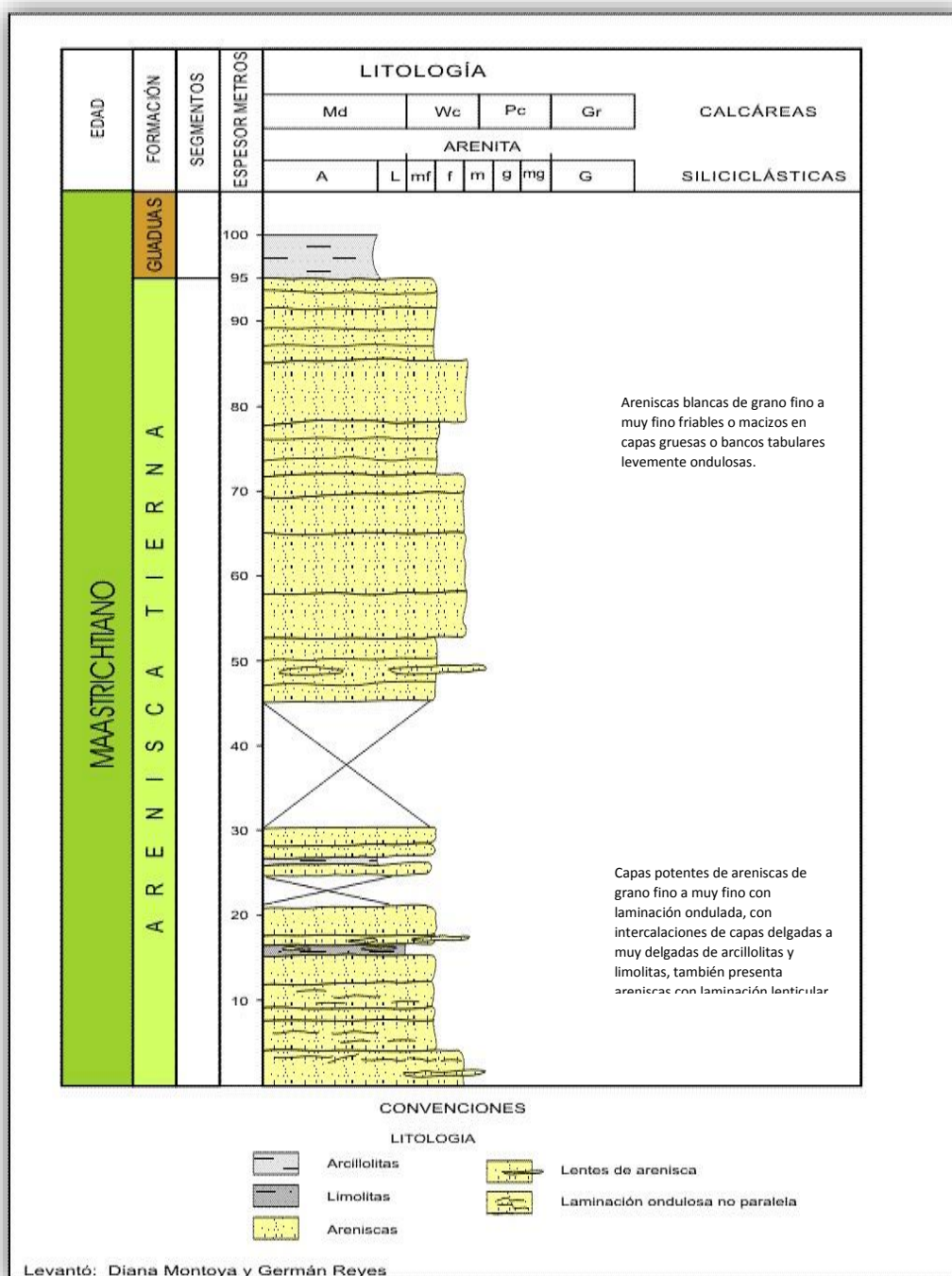


Figura 22. Formación Arenisca Tierna en la Vereda Piedra Colorada (Subachoque). Fuente: Montoya, D y Reyes, G., 2005.

## Posición estratigráfica y edad.

Los contactos se observan morfológicamente, el límite inferior es transicional rápido y concordante con la Formación Plaeners, pasa de intercalaciones de limolitas silíceas, arcillolitas a capas arenosas con intercalaciones de limolitas y arcillolitas de la Formación Arenisca de Labor-Tierna. El contacto superior con la Formación Guaduas es neto y concordante, al pasar de paquetes arenosos a arcillolitas de la Formación Guaduas (Fotografía 1). La edad reportada para la Arenisca de Labor y Tierna no es más antigua al Maastrichtiano Inferior (Pérez & Salazar, 1978). Martínez (1989 en Sarmiento, 1992) reporta la zona bentónica *Siphogenerinoides bramlettei*, a la que considera de edad Maastrichtiano tardío.



Fotografía 1. Contacto neto y concordante entre las formaciones Tierna y Guaduas. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).

#### 4.1.2 Formación Guaduas (K2E1g)

La Formación Guaduas fue descrita originalmente por Hettner (1892, en De Porta, 1974) para referirse a los materiales que afloran en la región de Bogotá y que están por encima del Grupo Guadalupe. Hubach (1931), denomina piso Guaduas a la secuencia que suprayace al Grupo Guadalupe y es infrayacida por el piso de Bogotá, por intermedio del Horizonte del Cacho que sería para este autor la parte más baja del piso de Bogotá. La Formación Guaduas aflora en los sinclinales de Río Frío, Neusa, Zipaquirá, Checua-Lenguazaque, Sesquilé, Sisga, Subachoque, en la zona de la Calera en el sinclinal de Teusacá y al Sur en los sinclinales de Usme y Soacha. Sarmiento (1994), en la sección de referencia, de Peñas de Boquerón en la región de Sutatausa, estudia esta secuencia estratigráfica y la subdivide en 9 segmentos; para la sabana de Bogotá se subdividió en 5 segmentos por razones cartográficas y para el presente trabajo en 3 secciones basados en el estudio de recursos carboníferos hechos para la zona (Mejía, L. y Pulido, O., 1985). Morfológicamente en varios sectores de la Sabana de Bogotá (Checua-Lenguazaque y Río Frío), se reconocen una secuencia arcillo-arenosa con mantos de carbón que generan cinco geoformas; tres valles que corresponden a niveles arcillosos y dos abruptos arenosos. Pero en otros sectores la diferenciación de los segmentos no es clara tal como se observa en la sección de Sibaté, Subachoque, etc. En la región Guatavita se levantaron 380 m, se diferenciaron tres segmentos que corresponden a los segmentos A, B y C descritos en este trabajo y generalizados de Sarmiento (1994), (Figura 23). La Formación Guaduas también ha sido estudiada y discutida ampliamente en el área de estudio y en las regiones adyacentes al tratar la geología del cuadrángulo K-12 y J-12 (Planchas 191, Tunja y 171, Duitama). En estos trabajos se reportaron para esta formación, espesores de 570m en Toca y 450m en promedio para el área del cuadrángulo K-12; además se registra la presencia de carbón en la parte media de la formación. En el área de este estudio el espesor es variable, determinándose 500m para el sector de Guina, 425m en el Jupal, 470m en el Carmen, 510 en Sisa y 550m en Guayabal.

La Formación Guaduas es en general, una secuencia cíclica de arcillolitas grises homogéneas y laminadas, plásticas, con algunos niveles ferruginosos y otros carbonosos. Con ellas se intercalan areniscas cuarzosas blancas a grises de grano fino a grueso que varían a limolitas grises (Figura 24).

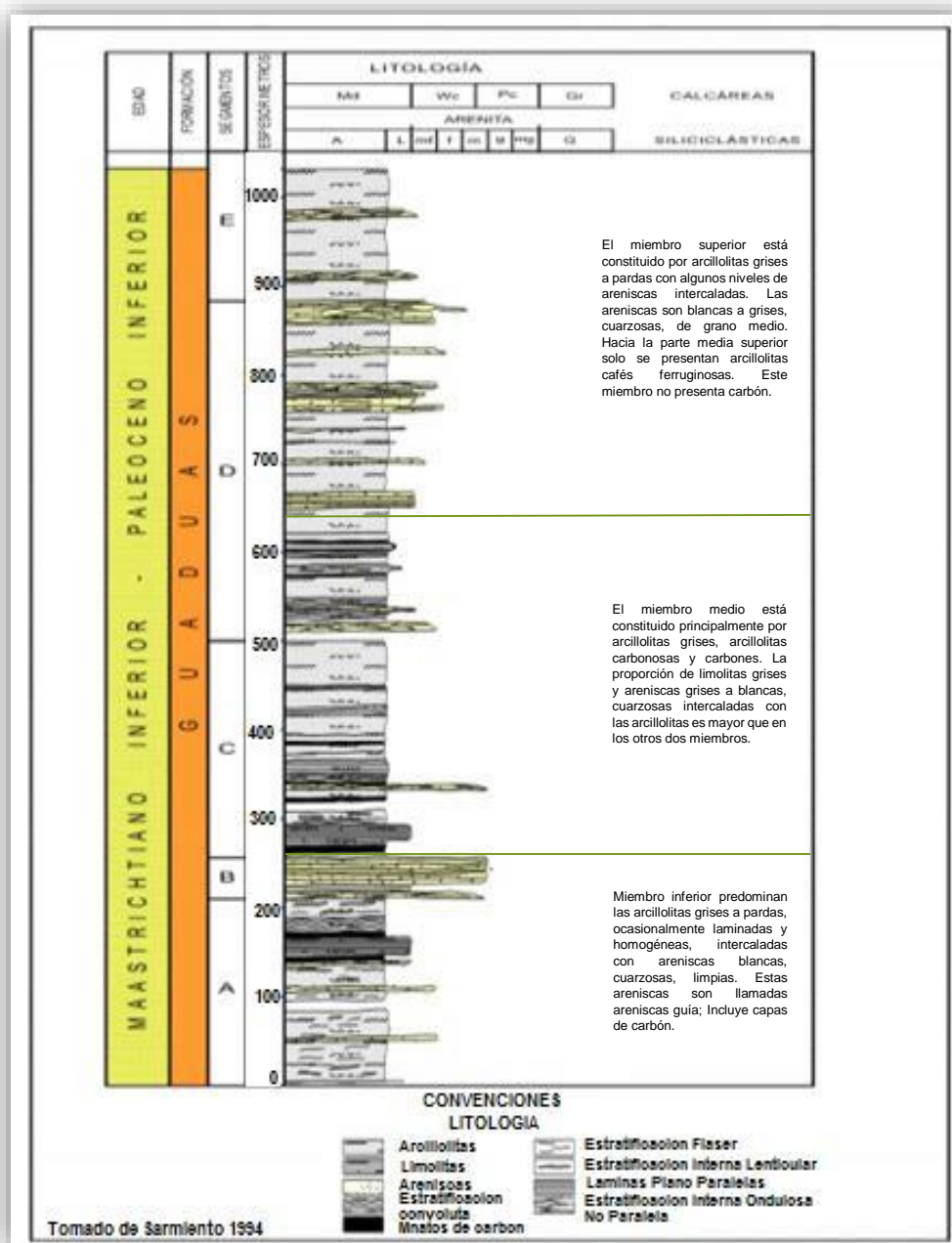
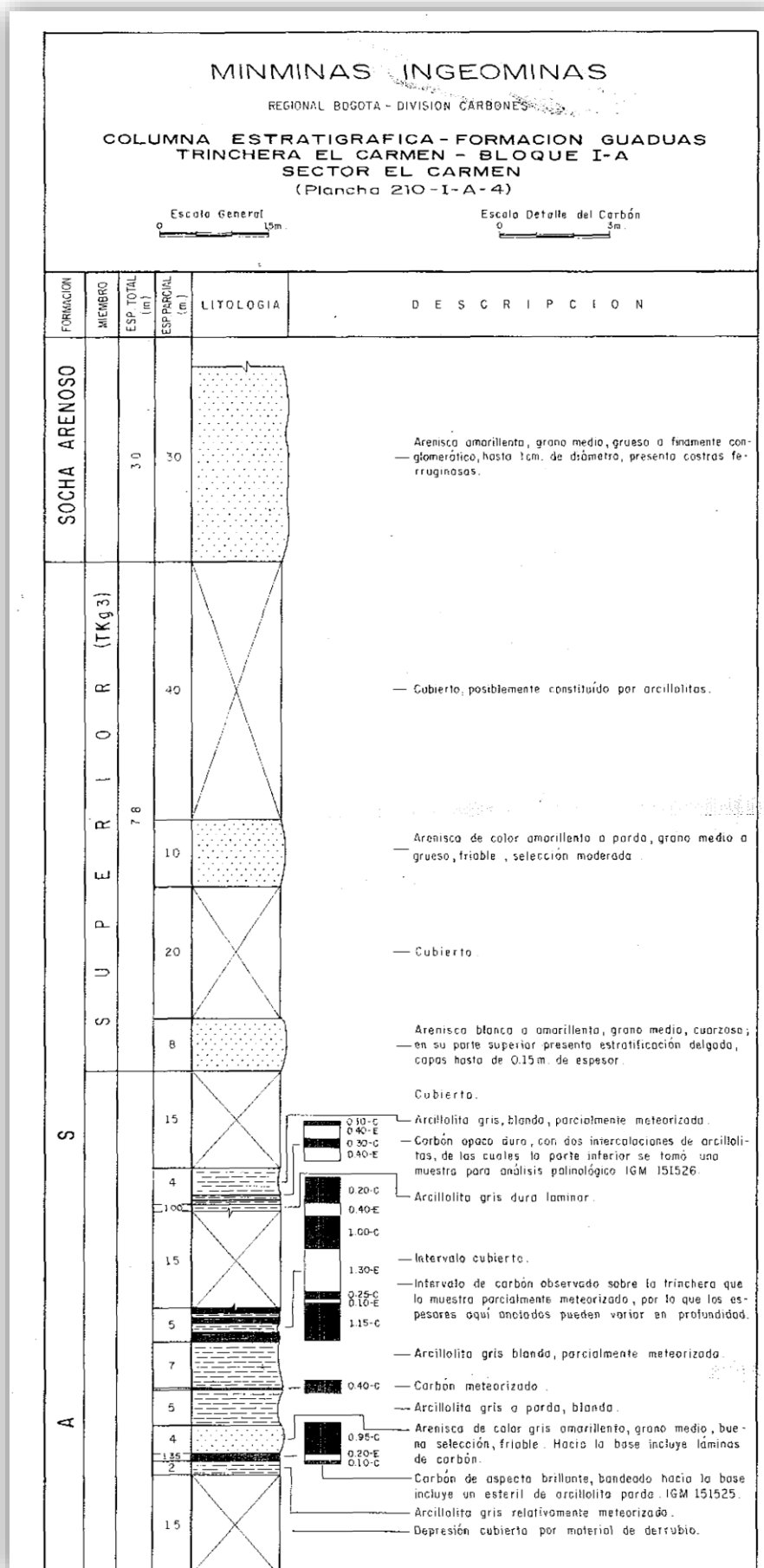


Figura 23. Columna generalizada de la Formación Guaduas, sección de Sutatausa. (Montoya y Reyes, (2005), (Modificado de Sarmiento, 1994).





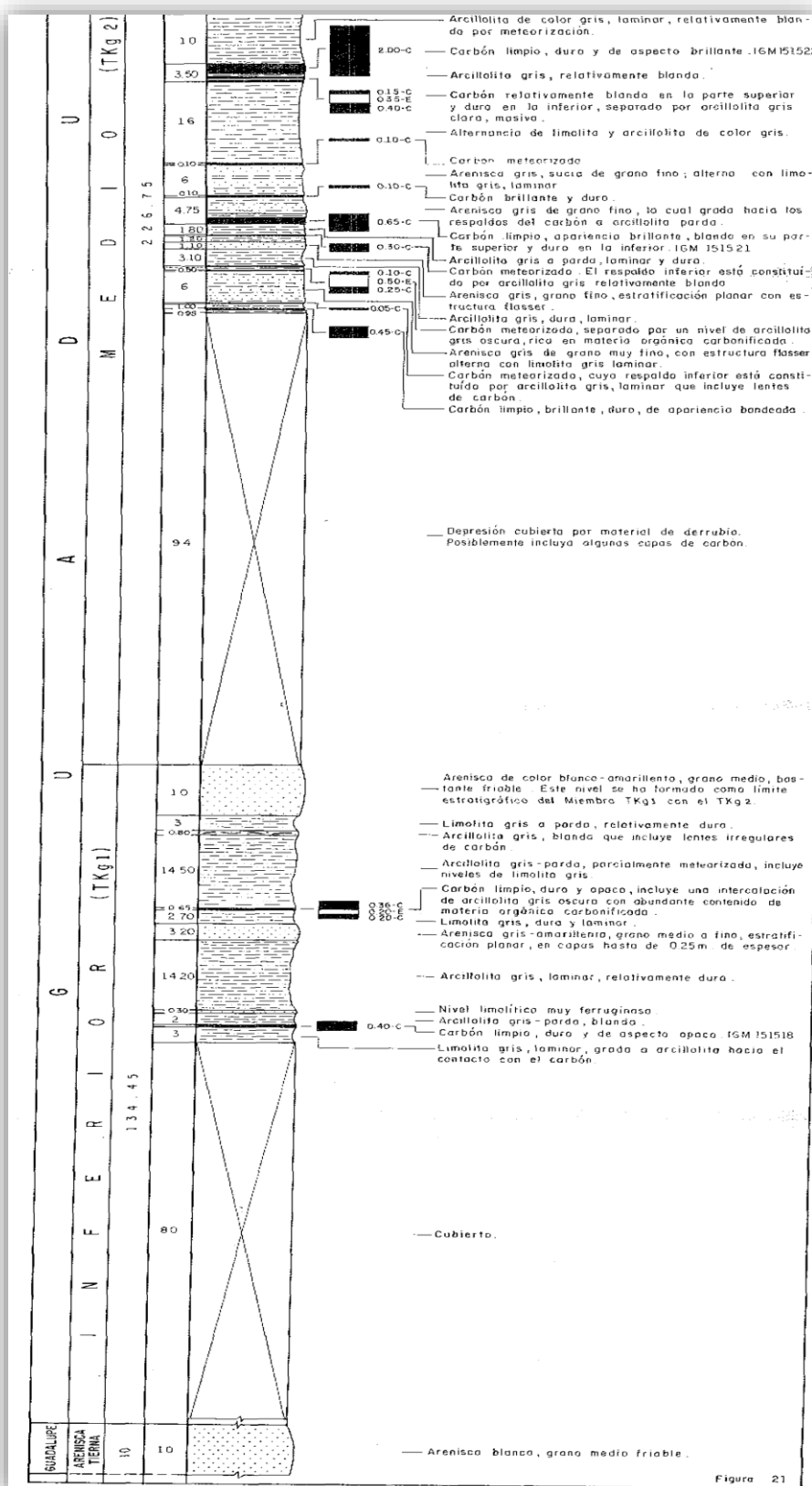


Figura 24: Columna de la Formación Guaduas, en el sector el Carmen. Mejía, L. y Pulido, O., 1985 – SGC (Antiguo INGEOMINAS).

## Descripción litológica.

Debido a su posición estratigráfica entre la infrayacente Formación Arenisca de Labor y Tierna y la suprayacente Formación Cacho o Socha Inferior (unidades arenosas resistentes a la erosión) y porque litológicamente está constituida predominantemente por arcillolitas con algunas intercalaciones de cuarzoarenitas, la Formación Guaduas geomorfológicamente tiende a generar depresiones en el terreno (Fotografía 2).



*Fotografía 2. Formación Guaduas (K2E1g) entre las formaciones Arenisca de Labor y Tierna (K2lt) y Socha Inferior (E1si), cuchilla Alto El Volador. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).*

Los afloramientos de la Formación Guaduas son muy puntuales, ya que casi siempre están cubiertos por coluviones o se encuentran muy meteorizados, no obstante, es fácil de cartografiar por su expresión morfológica y porque en diferentes partes de la unidad aparecen mantos de carbón (Fotografía 3) algunos de los cuales son explotables económicamente (con espesores entre 0,6 hasta 1,0 m de espesor).





*Fotografía 3. Manto de carbón de la Formación Guaduas. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).*

### *Miembro Inferior - K2E1g (1)*

Está constituido predominantemente por arcillolitas grises a pardas, ocasionalmente laminadas y homogéneas, intercaladas con areniscas blancas, cuarzosas, limpias. Incluyen capas de carbón que no sobrepasan los 0,50 m de espesor. Suprayace concordantemente al miembro Arenisca Tierna de la Formación Guadalupe. El límite superior se considera en el tope del primer banco de arenisca que sobrepasa los 5 m. de espesor y que en el área presenta un promedio de 10 m. EL espesor de este miembro en el área de estudio varía entre 81m en el sector del Jupal, al occidente y 170m en el sector de Guayabal (hacia el oriente) (Figura 25).

### *Miembro Medio K2E1g (2)*

Esta constituido principalmente por arcillolitas grises, arcillolitas carbonosas y carbones. La proporción de limolitas grises y areniscas grises a blancas, cuarzosas intercaladas con las arcillolitas es mayor que en los otros dos miembros. El límite superior está determinado en la base del primer nivel de areniscas a partir del cual no se presentan carbones y el inferior en el tope del primer nivel de areniscas de la formación. Su espesor varía de 270m a 280m

(Figura 25) y en él se presentan hasta 9 capas de carbón con sus espesores mayores de 0.60m además de algunas de menor espesor.

### *Miembro Superior K2E1g (3)*

Está constituido por arcillolitas grises a pardas con algunos niveles de areniscas intercaladas. Las areniscas son blancas a grises, cuarzosas, de grano medio. Hacia la parte media superior solo se presentan arcillolitas cafés ferruginosas. Este miembro no presenta carbón. Su límite inferior es un nivel de areniscas de 20m a 40m de espesor y el superior está establecido por las areniscas conglomeráticas con abundante matriz arcillosa y colores amarillos rojizos de la formación Areniscas del Socha. Su espesor varía en esta área de 70m a 130m.

VARIACIONES DE ESPESOR DE LA FORMACION GUADUAS				
Sector	TKg1	TKg2	TKg3	Guaduas
Guayabal (Corte)	170 - 160	270 - 230	110 - 100	550 - 500
Pachavita (Columna base)	145	280	85	510
Jupa1 (Columna)	80	270	70	420
Chiguatá (Columna)	92	260	-	-
El Carmen (Columna)	135	225	80	440
Guina (Corte)	+100	270	130 ±	500
Arenal (Corte)	-	64 (parcial)	-	450
Sisa (Columna)	70	265	85	420

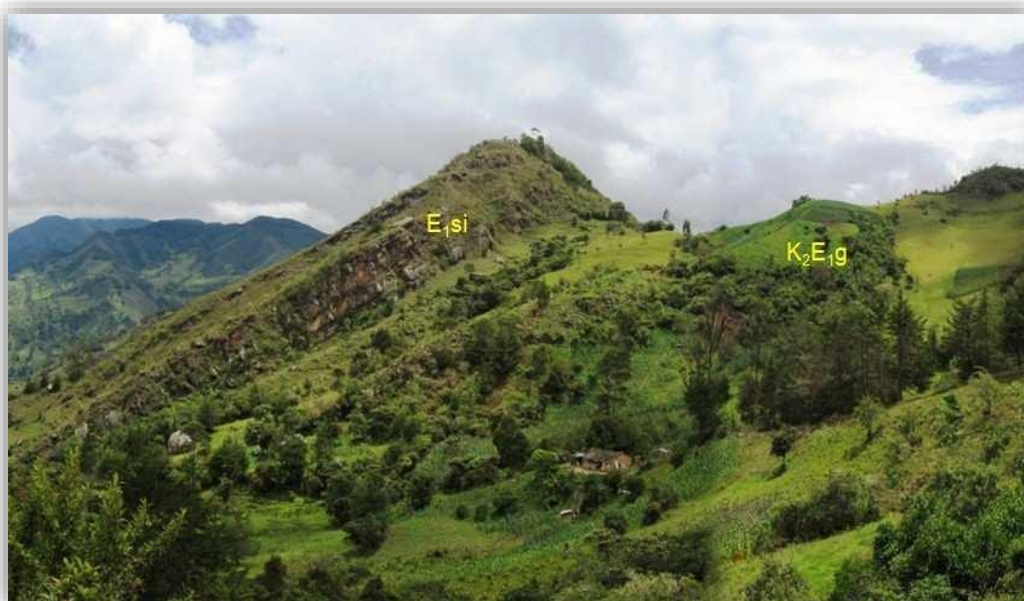
Figura 25: Variación de espesor de la formación Guaduas. Mejía, L. y Pulido, O., 1985 – SGC (Antiguo INGEOMINAS).

## **Posición estratigráfica, edad y espesor.**

Tanto el límite inferior (con la Formación Arenisca Tierna) como el límite superior (con la Formación Socha Inferior) son concordantes y netos. El espesor de la unidad reportado en una sección estratigráfica por la vía Pachavita-Úmbita fue de 510 m (Mejía, L. J., Arboleda, C. y Mariño, J. A., 1982: Columna Estratigráfica de la Formación Guaduas y Parcial de la Formación Guadalupe, Sector Sisa, medida sobre la carretera Pachavita-Úmbita, Plancha 314); Ulloa & Rodríguez (1979) reportan 446 m de espesor en la localidad de Pachavita-Chinavita; en el Sinclinal de Nazareth mediante corte geológico se estimaron 60 m de espesor. Guerrero & Sarmiento (1996) reportan 59 m de espesor para la Formación Guaduas en el sector de San Luis de Gaceno (15 km al sur del área de estudio sobre el flanco W del Sinclinal de Nazareth), que corresponden solamente a la parte inferior de la unidad debido a erosión previa al depósito de la Formación Socha Inferior, según estos autores. Sarmiento (1992) le asigna edad Maastrichtiano tardío-Paleoceno mediante palinología.

### **4.1.3 Formación Socha Inferior (E1si)**

La Formación Socha inferior aflora sobre los flancos de estructuras sinclinales regionales como el Sinclinal de Úmbita y el Sinclinal de Nazareth. Por su constitución litológica predominantemente arenosa y por su posición estratigráfica entre unidades arcillosas (suprayaciendo a la Formación Guaduas e infrayaciendo a la Formación Socha Superior) genera en el relieve escarpes o filos topográficos como la cuchilla Juncal (Fotografía 4), Loma Pelada, cuchilla Colprados y Loma Gorda.



*Fotografía 4. Cuchilla Juncal formada por arenitas de cuarzo de la Formación Socha Inferior (E1si) infrayacidas por rocas arcillolíticas de la Formación Guaduas (K2E1g), vía Chinavita – Úmbita. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).*

### **Nombre y sección tipo.**

Alvarado & Sarmiento (1944) crean esta unidad en la región del valle alto del Río Chicamocha entre Sogamoso y Paz del Río en el departamento de Boyacá; la sección tipo se encuentra cerca de la localidad de Socha Viejo a 7 km al NE de Paz de Río. Estos autores describen la unidad de la siguiente manera: “las areniscas son de grano medio, color blanco y consistencia en su parte superior. La parte inferior del conjunto es de grano grueso y presenta zonas de grano muy grueso, hasta guijoso. Las areniscas son compactas y tienen estratificación cruzada. Su color es blanco, pero en partes muestra tintes verdosos. El tamaño medio de los guijos es de 1/2 cm de diámetro pero en partes alcanza a 2 cm. Los guijos son cuarzo blanco y forma redondeada. Estas areniscas se diferencian de las de El Picacho, que yacen estratigráficamente más arriba, en el tamaño del grano, que es generalmente más fino en las del Socha Inferior. El espesor de esta formación oscila entre los 100 y 150 m.

## Descripción litológica.

En general, la Formación Socha Inferior está constituida por arenitas cuarzosas de color marrón rojizo pálido (10 R 574) y naranja amarillento oscuro (10 YR 6/6), de textura muy fina hasta conglomerática, submaduras, friables, muy meteorizadas en conjuntos de capas muy gruesas (hasta de 4m de espesor) con estratificación curvada paralela discontinua he internamente con estratificación inclinada decimétrica (Fotografías 5 y 6).



*Fotografía 5. Arenitas de cuarzo de textura muy fina de la parte superior de la Formación Socha Inferior, vía Chinavita-Umbita. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).*

Hacia el contacto con la formación guaduas y formación Socha superior las capas son medianas y gruesas con interposiciones de arcillolitas grises con moteado rojizo. Guerrero & Sarmiento (1996) describen la formación Socha inferior sobre el flanco w del sinclinal de Nazareth en cercanías a san Luis de Gaceno como una sucesión de arenitas de cuarzo de color amarillo y blanco, de grano predominantemente medio, por sectores fino y muy esporádicamente grueso o muy grueso como característica principal de esta unidad.





*Fotografía 6. Arenitas de cuarzo de textura fina en la base de la Formación Socha Inferior, vía Úmbita-Laguna. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).*

### **Posición estratigráfica, edad y espesor.**

Los límites inferior y superior de la Formación Socha Inferior con las formaciones Guaduas (infrayacente) y Socha Superior (suprayacente) son concordantes y netos. El espesor de la unidad calculado mediante corte geológico en el flanco oriental del Sinclinal de Úmbita es de aproximadamente 200 m; Guerrero & Sarmiento (1996) reportan un espesor de 231,6 m en una sección estratigráfica levantada sobre el flanco W del Sinclinal de Nazareth en cercanías a San Luis de Gaceno; Ulloa & Rodríguez (1979) reportan 180 m por la vía Pachavita-Tibaná. Con relación a la edad De Porta (1974) indica que “Van der Hammen (in Hubach, 1957b, p. 83) cita la presencia de *Proxapertites operculatus* que indicaría una edad del Paleoceno inferior para esta formación y la correlaciona con el Guaduas superior de la Sabana de Bogotá, Formación Lisama del Valle Medio del Magdalena y Formación Barco del Catatumbo”. Guerrero & Sarmiento (1996) reconocen una asociación palinológica que suponen del Paleoceno tardío.

## 4.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El sinclinal de Úmbita es el segundo pliegue más importante del área de estudio con una extensión superior a los 36 km y una amplitud de unos 10 km; fue cartografiado por Ulloa et al. (1975) en el cuadrángulo K-12, Guateque y su nombre, muy seguramente, sea debido al municipio de Úmbita (210: C2) sitio por el cual pasa la estructura. Este sinclinal presenta dirección general N40° a 45°E pero el trazo de su eje es sinuoso por lo cual en algunos sectores toma orientación E-W; se extiende desde el SW de Úmbita, lugar donde la Falla del Río Icabuco trunca su continuidad hacia el suroccidente, hasta salir del área de estudio al oriente de Tibaná. Es un pliegue suave, subvertical, con inmersión débil al noreste (Fotografía 7) en cuyo núcleo aparecen rocas de la Formación Concentración. La estructura presenta complicaciones estructurales debido a replegamientos internos, especialmente de Úmbita hacia el SW, y por tener fallado sus flancos oriental (fallas de Guayabal y Hermitaño) y occidental (retrofallas inversas relacionadas con la Falla del Río Icabuco y Falla de Soapaga).



Fotografía 7. Trazo aproximado en superficie del eje del Sinclinal de Úmbita, carretera Sisa-Tibaná. Geología de la plancha 210-Guateque (SGC).

## **4.3 GEOLOGIA LOCAL**

Se levantó una geología local en el área de interés comprendida entre las dos perforaciones y sobre la Formación Guaduas, portadora de los mantos de interés para el proyecto.

### **4.3.1 ESTRATIGRAFÍA**

La Formación Guaduas ha tenido muchas descripciones y por consiguiente diferentes puntos de vista en cuanto a su estratigrafía desde su creación por Hetther en 1892. Una de las causas para estas variaciones fue la ambigua definición dada por el autor de lo que se definía como Guaduas y la extensión a su vez de este nombre a localidades distantes geográficamente como es la población de Guaduas en la sabana de Bogotá y el Valle Superior del Magdalena. Posteriormente Hubach le dio un sentido diferente en el cual La Formación Guaduas queda comprendida entre la Arenisca Tierna del Guadalupe en la base y La Arenisca del Cacho en la parte superior. La Formación Guaduas se dividió en tres conjuntos litológicos concretos; conjunto superior, medio e inferior. El área de estudio como es mencionada, se encuentra localizada entre los municipios de Úmbita y Chinavita.

### **SEGMENTO SUPERIOR**

Las dos perforaciones se localizaron sobre la base de la Formación Socha Inferior, tomando el segmento superior de la formación Guaduas que está comprendido principalmente por arcillolitas de colores grises, blancos y rojos. Hacia la parte del techo se encuentran algunas areniscas de grano fino a medio de colores rojizos, amarillos y blancos, también presenta algunos mantos de carbón.



El segmento superior para el **pozo Chinavita 1** está comprendido hasta los 140 metros de profundidad (Figura 26) con una descripción en los primeros 50 metros de arcillolita limosa abigarrada con alto contenido de Fe al igual que limolita arcillosa color gris claro a gris oscuro con presencia de minerales como Goethita, Hematita y Jarosita, hay presencia de restos vegetales en fracturas como tallos, hojas y material carbonoso. En los niveles arenosos de este segmento se trata de arenita limosa de color blanco, amarillento, gris y verde, con laminaciones de limolita arcillosa color gris, estratificación plano paralela y contenido de 1 – 2% de Glauconita. Con presencia de una cinta de carbón a los 103.34 m de 0,52m espesor real.

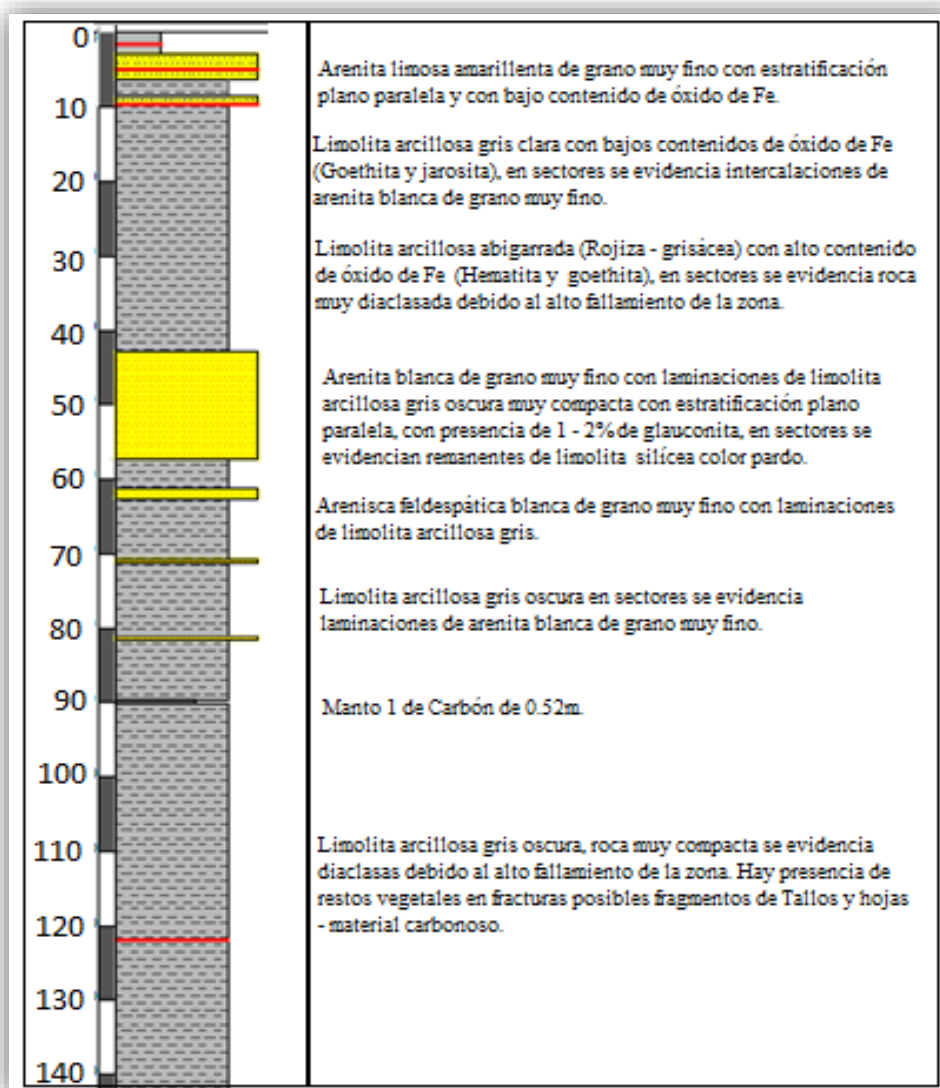


Figura 26. Segmento superior Pozo Chinavita 1.

El segmento superior para el **pozo Úmbita 1** quedo comprendido de los 25 metros donde empieza la Formación Guaduas hasta los 175 metros (Figura 27). De los 25 metros a los 65 metros de profundidad la litología está comprendida por limolita arcillosa abigarrada (rojiza – grisácea) con contenidos de óxidos de Fe (Goethita, Jarosita y Hematita), la roca presenta diaclasamiento por el alto fallamiento de la zona (Fotografías 8, 9 y 10). El manto de arenitas presente a los 40 metros, corresponde a una arenita limosa de grano muy fino con presencia de Glauconita de 2%, con intercalaciones de limolita arcillosa gris clara con estratificación plano paralela y cruzada, con bajos contenidos de Fe. En este segmento se observan tres cintas de carbón que varían de 0,10 – 0,39 metros espesor real y dos mantos de carbón de 0,39 m y 1,34 metros con intercalaciones.

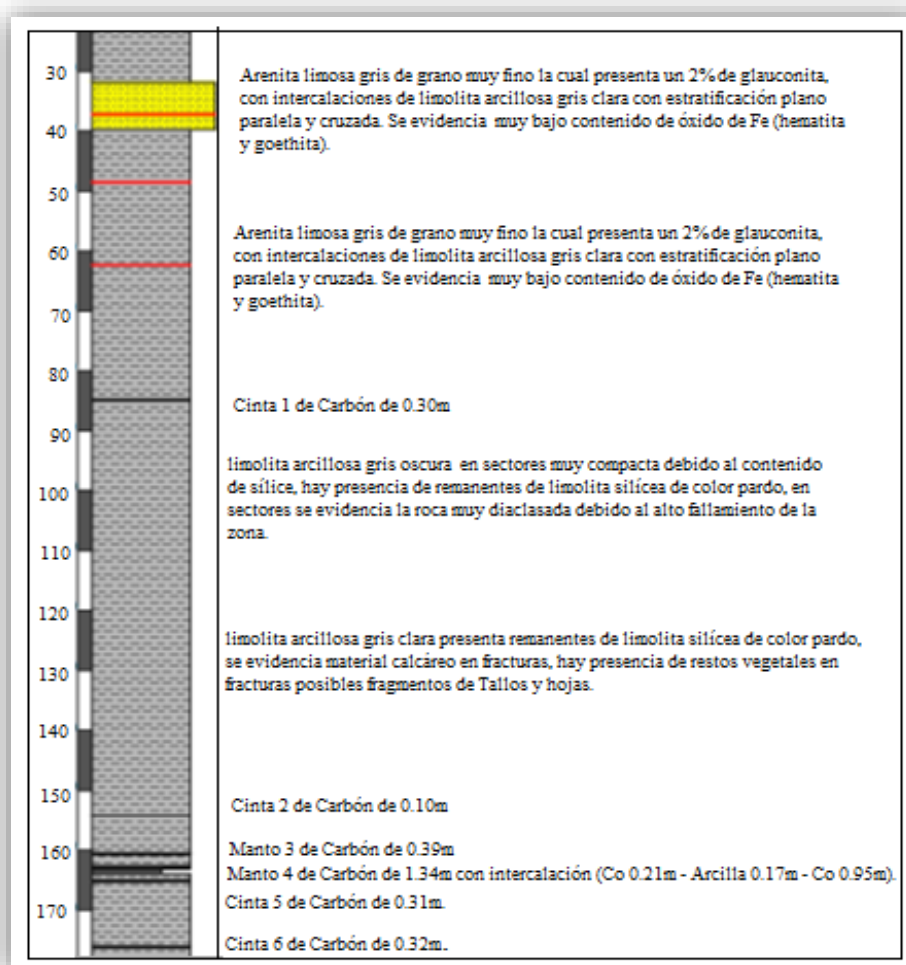


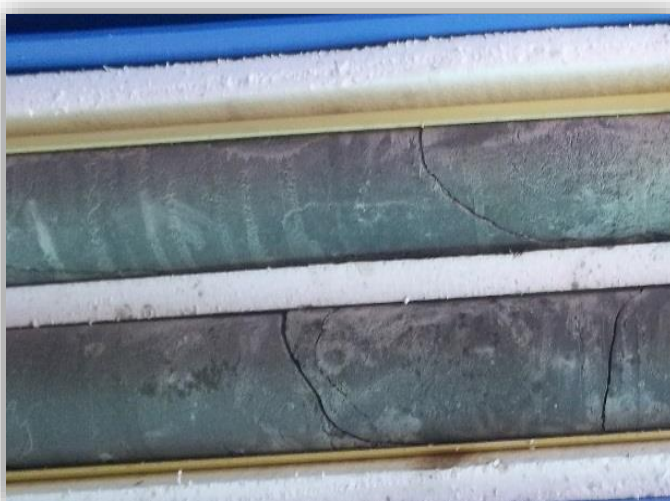
Figura 27. Segmento Superior Pozo Úmbita 1.



Fotografía 8. Limolita arcillosa color gris.



Fotografía 9. Arcillolitas abigarradas. Coordenadas: E: 1.074.003 - N: 1.067477



Fotografía 10. Arenitas de grano fina, gris claro.

## SEGMENTO MEDIO

En la parte que corresponde al segmento medio esta comprendido por una alternancia de arcillolitas, arenitas y mantos de carbón que son propios del Guaduas medio. En el **pozo Úmbita 1** el segmento medio va desde los 175 hasta los 293 metros, donde se encontraron la mayoría de mantos y cintas de carbón, con cuatro bancos de arenitas cuarzosas (Figura 28). En este segmento principal litología corresponde a limolita arcillosa gris oscura con laminaciones de arenita blanca de grano muy fino su estratificación es diversa entre las que evidenciamos ondulada, convoluta, lenticular y flaser en sectores se evidencian remanentes e intercalaciones de limolita silícea de color pardo, la roca se evidencia muy diaclasada debido al fallamiento de la zona, con fracturas de  $5^\circ$  paralelas a la estratificación.

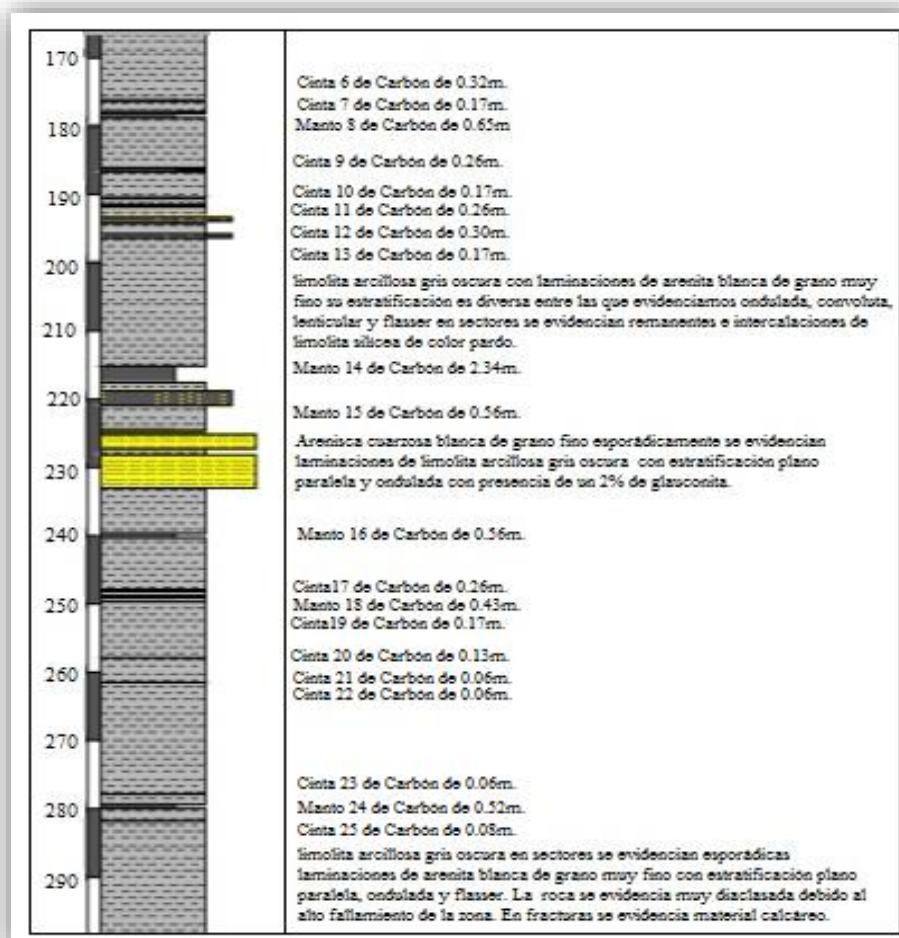


Figura 28. Segmento medio Pozo Úmbita 1.



El segmento medio del **pozo Chinavita 1**, fue comprendido entre los 140 metros hasta el final de la perforación. Con intercalaciones de arcillolitas, arenitas y mantos de carbón, con alto contenido de materia orgánica. La litología encontrada en este segmento corresponde a limolita arcillosa gris oscura con laminaciones de arenita blanca de grano muy fino su estratificación es diversa entre las que evidenciamos ondulada, plano paralela y cruzada en sectores se evidencian remanentes e intercalaciones de limolita silícea de color pardo en sectores se evidencian trazas de material carbonoso y presencia de materia orgánica como tallos y hojas, en fracturas se evidencia rellenos de material calcáreo (Fotografías 11 y 12).



*Fotografía 11. Presencia de materia orgánica en un testigo de perforación.*



*Fotografía 12. Presencia de tronco en un testigo de perforación.*

Los siete bancos de areniscas encontrados corresponden a Arenita blanca y cuarzosa de grano muy fino con laminaciones e intercalaciones de limolita arcillosa gris oscura su estratificación es diversa entre las que evidenciamos ondulada, cruzada, flaser y en sectores plano paralela se evidencia de contenido de minerales como caolín, pirita y glauconita (Fotografías 13 y 14). La totalidad de mantos representativos en este pozo se encontraron en este segmento cuyo espesor varía de 0,45 a 1,47 metros de espesor.



*Fotografía 13. Arenita compacta de grano fino a muy fino, color gris medio. Coordenadas: E: 1.075.681 N: 1.069.783 Z: 1892.*



*Fotografía 14. Limolita carbonosa, muy fisible, color gris oscuro a negro, presenta intercalaciones de arcillolitas. Coordenadas. E: 1.075.248 N: 1.069.308 Z: 1910.*

## SEGMENTO INFERIOR

El segmento inferior de la Formación Guaduas el cual está compuesto principalmente por lutitas de color gris con intercalaciones de areniscas de grano fino, los mantos de carbón en este segmento son escasos. Este segmento no se encontró en ninguna de las dos perforaciones; en el pozo Úmbita 1 debido a condiciones estructurales que afectan la zona, poniendo en contacto a los 293 metros espesor real con la Formación Areniscas de Labor y Tierna, de los 293 metros hasta el final de la perforación se encontraron tres bancos potentes de Arenisca cuarzosa blanca de grano fino a medio mal gradada con contenido de glauconita entre el 0,5 - 1%, presencia de flujos, trazas e intercalaciones de limolita arcillosa gris oscura, esporádicamente se evidencia piritita diseminada y fragmentos líticos. Intercalado estos bancos con limolita sílicea gris oscura en sectores se evidencia laminaciones de arenita blanca de grano fino con



estratificación ondulada y lenticular roca muy compacta. En sectores se evidencia venas de calcita y en las fracturas se evidencia material calcáreo. Litología propio de la Formación Labor y Tierna. En lo que corresponde al pozo Chinavita 1 el segmento inferior no alcanzo a perforarse.

En el trabajo de campo realizado en la zona se logró establecer los datos estructurales de la formación Guaduas (Fotografía 15) y realizar el respectivo perfil para los dos pozos (Ver anexo E). Para el sector correspondiente a la perforación Chinavita 1 los datos variaron entre 65 y 87° con rumbo N-E y buzamiento N-W, tomando 80° para realizar el perfil (Figura 29), donde los buzamientos se encuentran casi verticalizados igual que las formaciones vecinas; en algunas partes los estratos podrían estar invertidos, razón que dificulta una adecuada interpretación estructural de la zona y a la vez las labores de minería más cercanas como es el caso de la mina San Antonio. En la zona del pozo Úmbita 1 los datos varían de 35° a 45°, con las mismas direcciones de la zona de Chinavita y en este caso se tomó 40° NW de buzamiento para realizar el perfil geológico (Figura 30).



*Fotografía 15. Toma de datos para un estrato de arenita de grano fino. Rumbo N 52 E, Buzamiento 68 NW.*



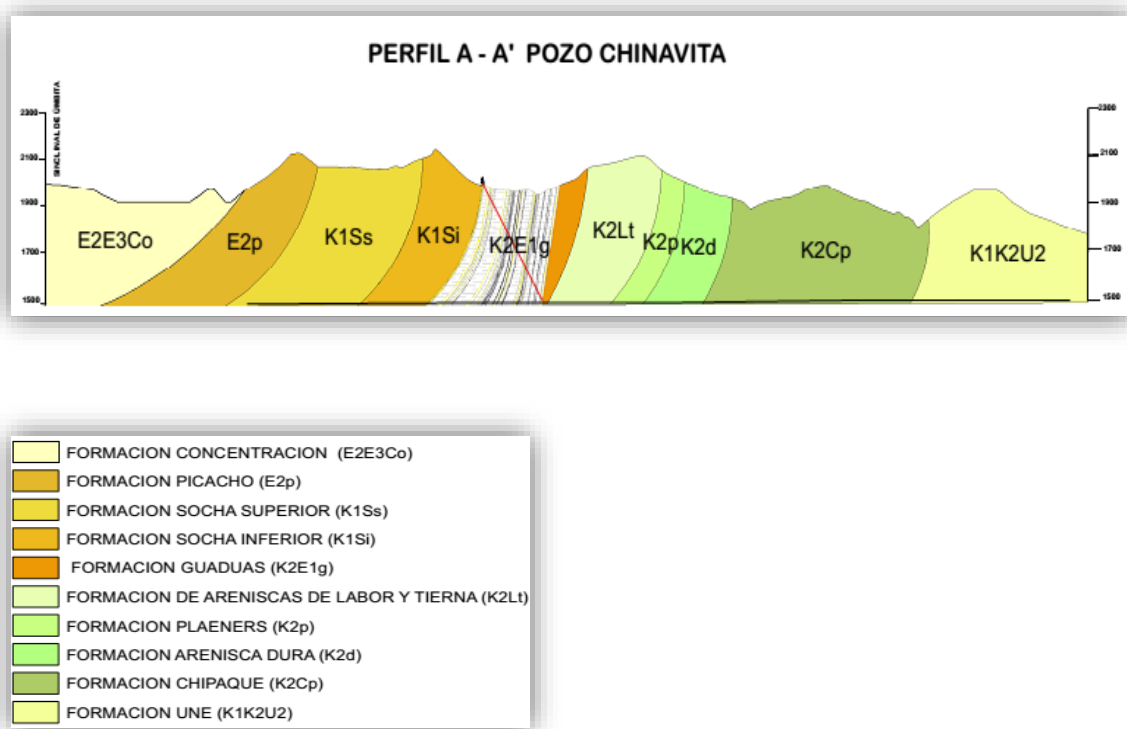


Figura 29. Perfil Geológico pozo Chinavita 1 A-A'.

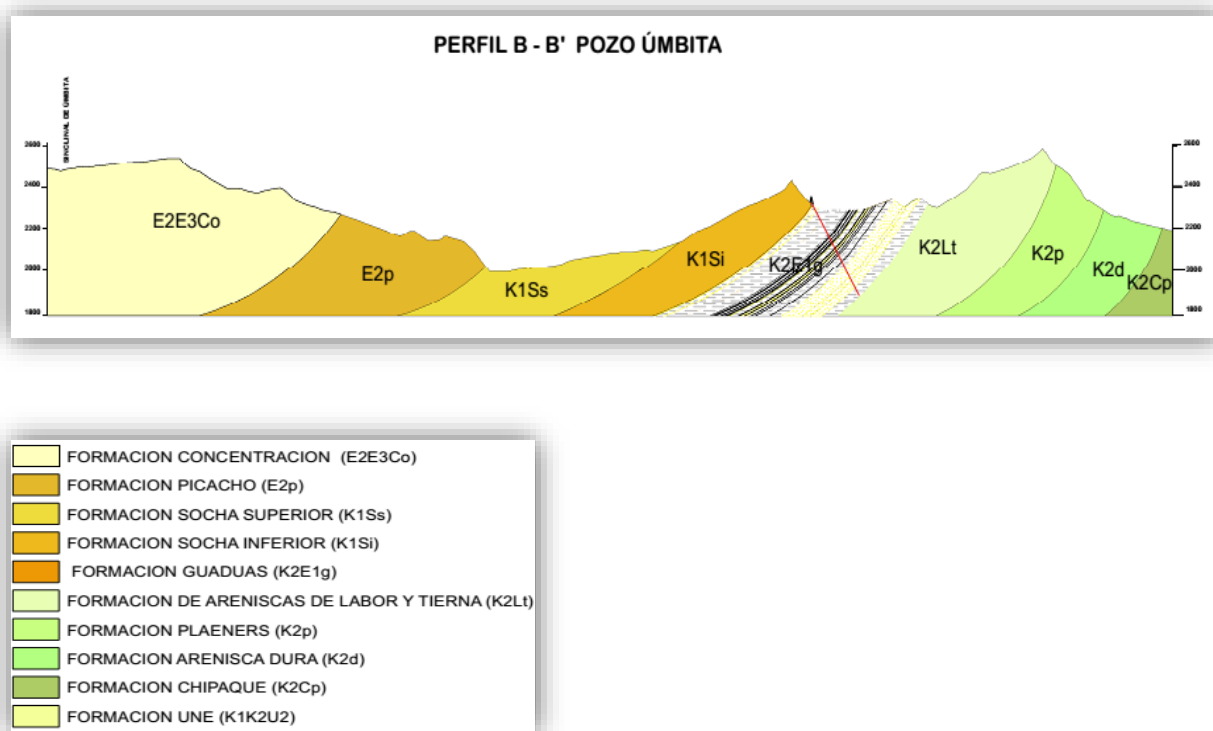


Figura 30. Perfil Geológico Pozo Úmbita 1 B-B'.

### 4.3.2 CORRELACIÓN POZO ÚMBITA Y CHINAVITA

La correlación de los pozos se realizó en base a los mantos de carbón encontrados en las dos perforaciones, se determinaron 13 mantos principales numerados de base a techo, con espesores que varían de 0,35 a 1,47 metros en el caso del pozo Chinavita 1, mientras que en pozo Úmbita 1 varían de 0,40 a 2,70 metros de espesor. En las dos columnas se puede evidenciar la presencia de fallas que afectan principalmente los mantos de arenitas que desaparecen en la perforación de Úmbita. Tomando en cuenta esto hacemos referencia a dos fallas que afectan estructuralmente al valle; una que desplaza parte de un bloque de la formación arenisca de Labor y Tierna (parte izquierda, Fotografía 16), generando un replegamiento en la formación Guaduas la cual genera el valle; también se localizó una falla que pone en contacto la formación areniscas de Labor y Tierna con la formación Guaduas en la parte superior del valle.



Fotografía 16. Desplazamiento de bloque de Formación Arenisca Tierna.

Esto implica que el valle donde se realizó el pozo Úmbita 1 es una zona con una complejidad estructural muy alta y de allí una litología muy variable en cuanto a espesores de los materiales que la comprenden encontrando por ejemplo bancos de arenisca de más de 100 metros de espesor o materiales bastante alterados indicando brechas de falla.

En la zona de la perforación del pozo Chinavita 1, el valle formado por la Formación Guaduas es también afectado por fallas, pero al parecer no generaron replegamiento permaneciendo así la litología que pertenece a la Formación Guaduas (arenisca, arcillas, limolitas, mantos de carbón) más continua, generando un valle más amplio en esta parte; esto se puede evidenciar con en la columna estratigráfica (ver anexo O).

Un factor encontrado a su vez en la zona es la discontinuidad lateral que presentan los mantos de carbon (Fotografía 17), donde el manto se divide para posteriormente desaparecer. Esta discontinuidad puede explicar la variacion en el espesor de los mantos de carbon en ambas perforaciones.



*Fotografía 17. Discontinuidad lateral de un manto de carbón.*

## 5. METODOLOGÍA DEL PROYECTO

En el desarrollo del proyecto se llevó a cabo en las siguientes etapas (Figura 31):

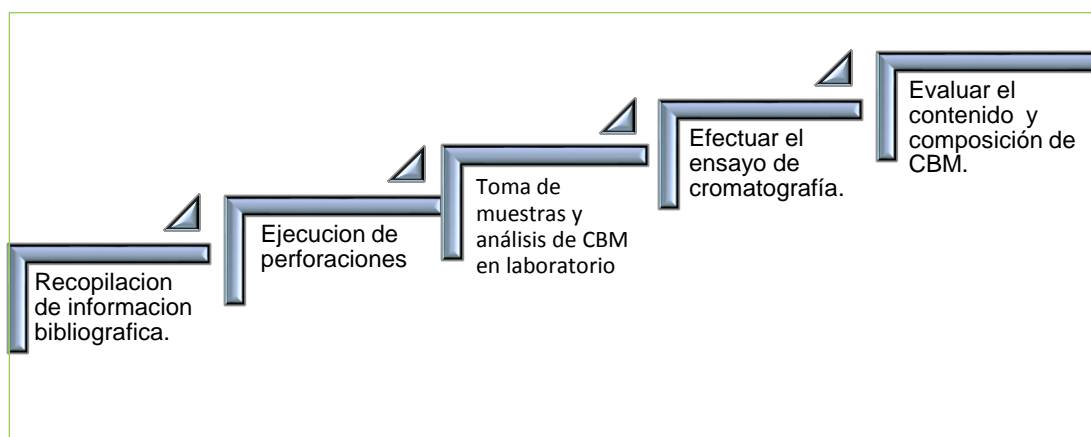


Figura 31. Metodología del proyecto

La recopilación de información bibliográfica se realizó para tener un mayor conocimiento de CBM y poder desarrollar adecuadamente el proyecto. Las siguientes etapas se describen a continuación:

### 5.1 MONTAJE DE POZOS

Para determinar la zonas donde se van a realizar las perforaciones se realiza una recopilación de información geológica de la zona en forma detallada, labores de minería presentes en el área, para así determinar las áreas con mejores expectativas y que cumplan las condiciones de que las perforaciones deben de estar mínimo a 200 metros de distancia de las labores de minería y que para

llegar a la zona de interés debe existir una cobertura de 300 metros, para que las condiciones de presión y temperatura del carbón sean las adecuadas para que el gas metano no escape. Una vez establecidos estos parámetros las perforaciones se realizaron sobre el flanco oriental del sinclinal de Úmbita, entre los municipios de Úmbita y Chinavita, cada una con una inclinación de 30° con la vertical, empezando sobre la base de la Formación Socha Inferior para cumplir las condiciones anteriormente mencionadas.

### **5.1.1 MONTAJE DEL POZO ÚMBITA 1**

El pozo Úmbita 1 se localizó en la vereda el Juncal con coordenadas E: 1'073.706; N: 1'067.766; altura 2336m, perteneciente al municipio de Úmbita. Para realizar la perforación se buscó una zona favorable que facilitara la descarga y montaje de la maquinaria. Luego se realiza una adecuación del terreno (Fotografías 18, 19 y 20), a su vez se debe de contar con una fuente de agua cercana para el buen funcionamiento del equipo.



*Fotografía 18. Adecuación del terreno y descargue de maquinaria.*





*Fotografía 19. Montaje de taladro Green Beast y aditivos necesarios.*



*Fotografía 20. Cajas plásticas para núcleos.*

### **5.1.2 MONTAJE DEL POZO CHINAVITA 1**

El pozo Chinavita 1 se realizó en la vereda el Usillo con coordenadas E: 1'075.775 N: 1'070.126; altura 1981m, perteneciente al municipio de Chinavita. El montaje se realizó siguiendo el mismo procedimiento ejecutado en el pozo Úmbita 1 (Fotografías 21, 22 y 23).



Fotografía 21.  
Adecuación del terreno.



Fotografía 22. Lodos de perforación.



Fotografía 23. Montaje del taladro.

## 5.2 PERFORACIONES Y CORAZONAMIENTO

Las perforaciones se realizaron en 2 municipios, la primera en Úmbita, en la vereda Juncal en las siguientes coordenadas E: 1'073.706; N: 1'067.766; altura 2336 m.s.n.m y la otra perforación en Chinavita en la vereda Usillo en las siguientes coordenadas; E: 1'075.775; N: 1'070.126; altura 1981 m.s.n.m.

Ambas perforaciones se realizaron con una inclinación de 30° con la vertical debido a la complejidad estructural de la zona. Se iniciaron los trabajos con tubería HTW con diámetro 7 cm, para poder obtener muestra suficiente de carbón para llenar los canister y para análisis físico-químicos. Debido a problemas en la perforación como derrumbes (principalmente), zonas de falla y el paso por arcillas expansivas, se realizó un cambio de tubería a HQ con diámetro 5.7 cm para poder continuar con las perforaciones.

Los núcleos de perforación una vez en superficie se proceden a retirar el lodo con suficiente agua y son organizados de base a techo en las respectivas cajas (Fotografías 24 y 25). Una vez organizados las cajas se realiza la descripción litológica de las muestras para obtener la columna estratigráfica de cada pozo (Anexo A -B).



*Fotografía 24. Organización de núcleos de perforación en cajas.*





*Fotografía 25. Manejo de muestras.*

### **5.3 TOMA DE MUESTRAS Y ANÁLISIS DE CBM EN LABORATORIO**

Para garantizar que los resultados de CBM medidos tanto en campo como en laboratorio sean confiables, los canister de PVC son sometidos a pruebas antes de llevarlos a campo; en primera lugar se lavan muy bien para evitar contaminantes de muestras anteriores, se verifican que tengan sus empaques correspondientes, se le aplica cinta teflón en la tapa de los canister para disminuir las fugas y por último se realiza una prueba de hermeticidad para comprobar que no existan fugas (Fotografía 26); para esto se inyecta aire a cada canister por medio de una bomba de bicicleta y se introducen en una tina llena de agua para verificar que no existan fugas a lo largo del canister, este procedimiento se repite en campo.



Fotografía 26. Implementos necesarios para adecuar canister de PVC.

En el caso de los canister de aluminio se debe realizar una limpieza en el interior para evitar contaminantes y se gradúa la temperatura para que este igual a la del yacimiento. En este caso como se trata de un sistema hermético no se realizan más pruebas.

Una vez en campo cuando la muestra de carbón sale a superficie se tritura un poco la muestra con el fin de ayudar a que el gas fluya a través de las fracturas del carbón, luego es introducido en los canister hasta llenarlos totalmente (Fotografías 27, 28 y 29), si no alcanza la muestra se agrega material de vidrio, en este caso canicas e inmediatamente se cierra el canister, en el caso de los de PVC se le debe de agregar silicona en la parte de la rosca para disminuir las fugas a cero y se introduce en una caneca con agua que fue calentada previamente con una resistencia, a la temperatura del yacimiento controlada constantemente con un termómetro y en el caso de los canister de aluminio solo es necesario conectarlos con media hora de anterioridad para que la temperatura este equilibrada al interior.



Fotografía 27. Muestra de carbón triturado.



Fotografía 28. Llenado de cánister de aluminio con muestra de carbón.



*Fotografía 29. Cánister de PVC en tina con agua a temperatura del yacimiento.*

Una vez sellados los canister e introducidos en el agua se deja un tiempo de media y una hora antes de realizar la primera medición con el fin de que el carbón al interior de los canister equilibre su temperatura.

En esta etapa se requieren de tomar varios datos que son necesarios para el cálculo del gas perdido de dicha muestra, como es el tiempo de sellado del canister, el tiempo de extracción de la muestra a superficie para así obtener el tiempo que dura el núcleo en superficie, además de tener presente la profundidad de la muestra y el espesor total del manto. Si hay suficiente carbón se toma aproximadamente 2 kilos para análisis físico-químicos (Fotografía 30), de lo contrario se debe esperar a que paren las mediciones para sacar una muestra de carbón para los respectivos análisis.





*Fotografía 30. Muestras para análisis físico-químico.*

Para las mediciones de gas perdido se realizan mediciones por dos horas cada 15 minutos y tomando como referencia la última medición (No. 9), la próxima medición se toma cada 24 horas manteniendo un control térmico del agua en que se encuentran los canister (Fotografía 31 y 32). Para mayor exactitud en las mediciones se deben de trasladar los canister en el menor tiempo posible al laboratorio para ser introducidos en tinas de control térmico para simular las condiciones de temperatura del yacimiento.



*Fotografía 31. Medición de gas desorbido en canister de PVC.*



*Fotografía 32. Medición de gas en canister de aluminio.*

Las mediciones de gas desorbido siguen hasta que varias lecturas estén en cero; luego los canisters se sacan de las tinas térmicas para realizar el ensayo de gas residual el cual consiste en extraer una muestra representativa del carbón de cada canister para posteriormente ser triturado en un molino de bolas por tres minutos hasta que este pulverizado, inmediatamente se procede a realizar la medición de gas residual. Las mediciones de los tres tipos de gas se

realizan por el método directo *U.S. Bureau of mines*, que consiste en la obtención de muestras con recipientes herméticos de desorción cuyo origen puede ser núcleos de perforación o muestreos de canal; las cuales son objeto de medición del volumen de gas que se desorbe en función del tiempo, bajo condiciones de presiones y temperaturas propias del yacimiento; estas mediciones pueden tardar aproximadamente dos meses por cada muestra. El contenido total de gas en una muestra corresponde a la suma de tres componentes: gas perdido, gas desorbido y gas residual.

## 5.4 REGISTROS DE POZO

Al finalizar las perforaciones se realizaron los registros de gamma ray y densidad para ambos pozos. Esto con el fin de obtener información más certera de la profundidad y espesor de los mantos de carbón.

El registro de gamma ray en formaciones arcillosas varía de 120 a 180 API, pero en presencia de carbón llega hasta los 200 API como se observa en los registros (Ver Anexo M – N). Los niveles de carbón sin intercalaciones varían de 0 – 50 API, a diferencia de los niveles con intercalaciones de limolita carbonosa que presentan un valor alto.

En el registro de densidad los carbones varían de 1.3 – 3 g/cm<sup>3</sup> según el rango, las areniscas cuarzosas de 2.65 a 3 g/cm<sup>3</sup> estos valores varían de acuerdo de acuerdo a la composición y diagénesis de la roca. La respuesta de los registros a las diferentes litologías es analizada y esto muestra que el carbón dependiendo de su rango tiene diferentes resultados (Figura 32).



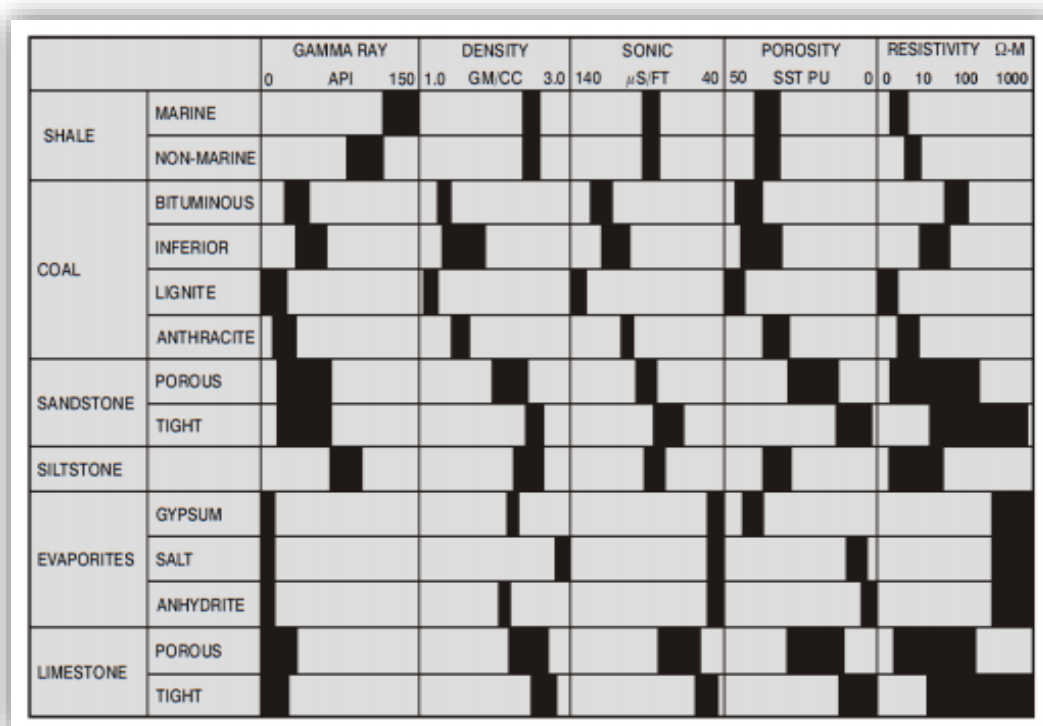


Figura 32. Respuestas de registros a diferentes litologías. Fuente: Firth D. (1994).

El pozo Úmbita 1 fue el primero en realizar los registros de pozo, de los 520 metros perforados se registraron 519 metros pese a los contratiempos en especial a la presencia de un acuífero confinado que se encontró alrededor de los 300 metros de espesor real, cuyo nivel alcanzo los 150 metros dificultando la realización de los registros, pero después de varias corridas se logró realizar el registro de densidad.

En el pozo Chinavita 1, de los 580 metros perforados solo fueron registrados 430 metros debido a una zona de falla presente a esa profundidad, el registro de densidad se realizó adentro de la tubería debido a la inestabilidad del pozo. En los registros la parte del pozo que no se logró registrar se completó en base al logeo realizado. Comparando la densidad del carbón en ambos pozos se puede ver que en el pozo Chinavita 1 la densidad es menor en comparación con los carbones del Úmbita 1.

## 5.5 ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO

El análisis de cromatografía se realizó para cuatro muestras de los canister tanto de aluminio como de PVC, los que presentaban altos contenidos de gas en el momento del muestreo, el ensayo se realizó para determinar el contenido de metano ( $\text{CH}_4$ ), nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) para obtener un valor más acertado del contenido real de gas metano en cada muestra.

Las condiciones del método utilizado para el análisis fueron:

- **Inyección**  
Manual de 500  $\mu\text{L}$  por medio de la jeringa
- **Inyector**  
Split 50:1  
128.82 ml/min  
Temperatura 50°C  
Presión 10.43 PSI  
Flujo total 134,4 ml/min  
Gas saver 10 ml/min luego de 2 min  
Purga se septa 3 ml/min
- **Columna**  
GC-GasPro, 30 m, 0,32mm x 0 $\mu\text{m}$   
Flujo 2.57ml/min
- **Horno**  
25°C durante 3.5 minutos
- **Detector**  
TCD 250°C  
Flujo de 10 mL/ min  
Make up 5 mL/min

### 5.5.1 Realizar curva de calibración

Para analizar el contenido de estos tres gases se realizó una curva de calibración con 4 puntos con los patrones de Nitrógeno ( $N_2$ ), Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ) y Metano ( $CH_4$ ), además de incluir helio (He) como gas de arrastre. El contenido de los patrones utilizados es (Tabla 6):

PATRON	% $N_2$	% $CO_2$	% $CH_4$
PATRON 1	4.6	3.0	21.7
PATRON 2	6.2	5.0	42.3
PATRON 3	8.4	7.9	61.4
PATRON 4	10	10	80

Tabla 6. Porcentaje de patrones.

Para realizar la curva de calibración se sacaron muestras de cada cilindro en bolsas para gases (Fotografía 33) y posteriormente se inyectaron en el cromatógrafo (Fotografías 34, 35 y 36), dando como resultado las curvas de correlación y determinando el orden de dilución de los compuestos (Figura 33). En esas encontramos que:  $N_2$  a los 1.3 minutos,  $CH_4$  a los 1.4 minutos,  $CO_2$  a los 2.7 minutos (Figuras 34, 35 y 36). Las curvas presentaron coeficientes de correlación de 0.99701 para el metano, 0.99845 para el Dióxido de carbono y 0.93644 para el nitrógeno.



Fotografía 33 . Patrones para curva de calibración UPTC.



Fotografía 34. Toma de muestras de los patrones en bolsas para gases.



Fotografía 35. Toma de 500  $\mu$ L de muestra de cada patrón.



Fotografía 36. Inyección del patrón en el cromatógrafo de gases.

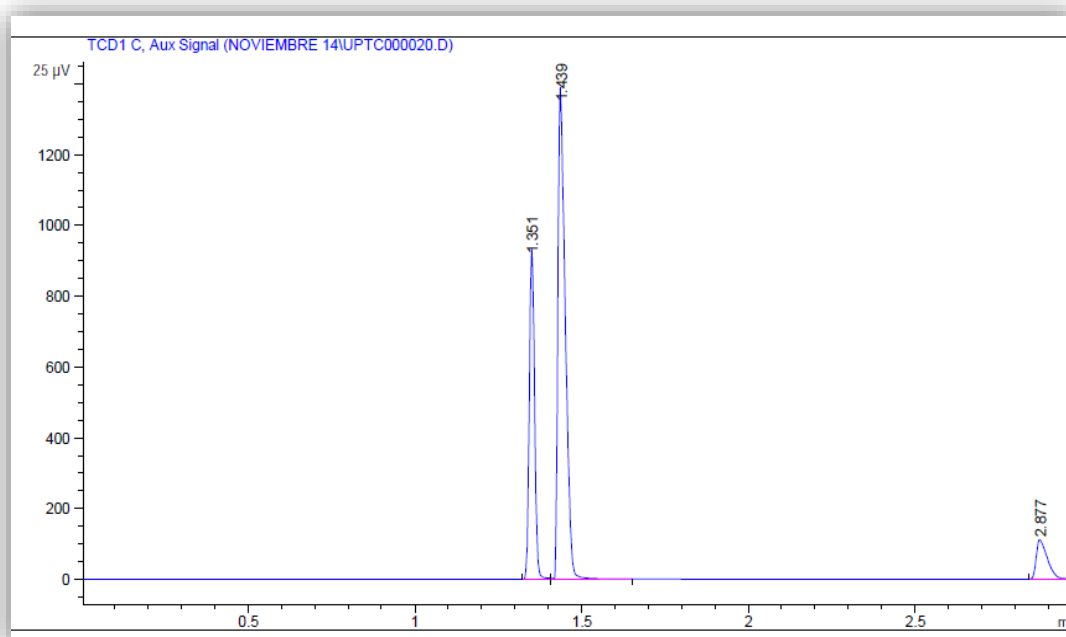


Figura 33. Tiempo de dilución de los patrones.

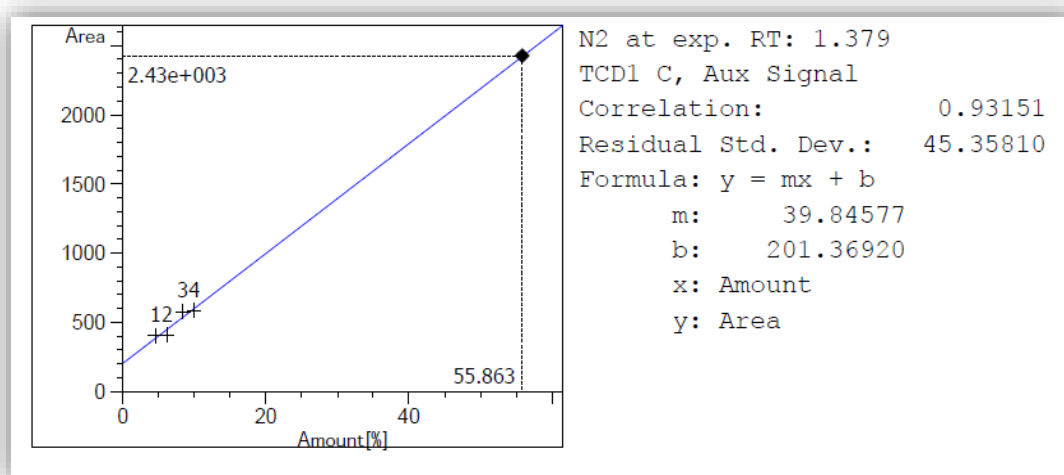


Figura 34. Curva de calibración para Nitrógeno.

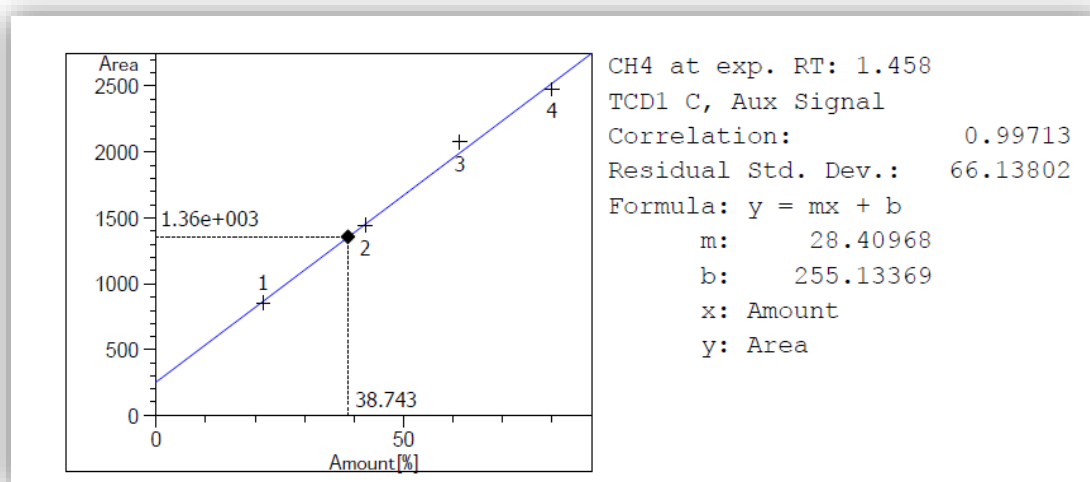


Figura 35. Curva de calibración para Dióxido de Carbono.

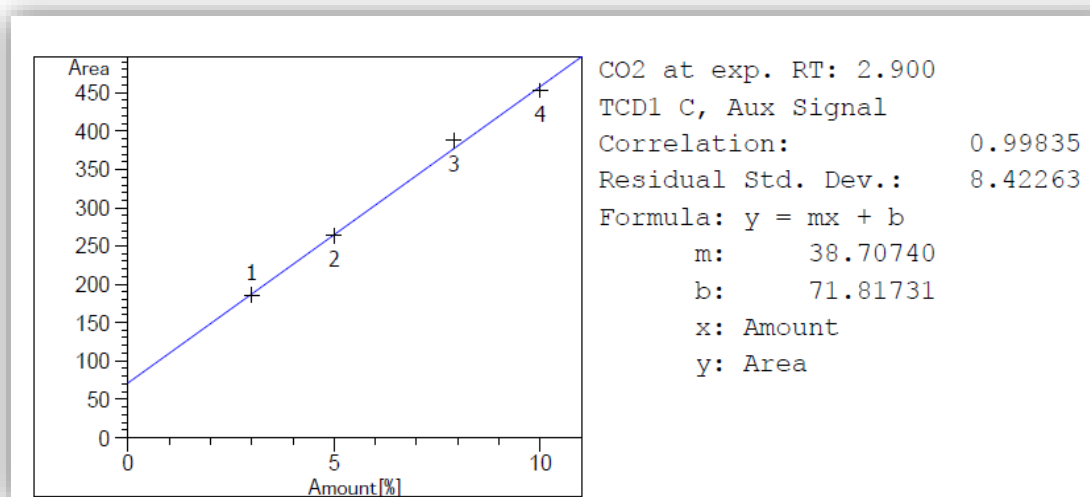


Figura 36. Curva de calibración para Metano.

### 5.5.2 Preparación de las muestras de CBM

El canister fue conectado a través de un acople en la válvula extractora, este acople consistió en una septa y un trozo de manguera lo más corto posible para evitar algún contenido extra de aire; luego se empleó una jeringa normal para extraer todo el aire que pudiese quedar atrapado al interior del acople y



finalmente se procedió a tomar la muestra del gas en los canisters por medio de una jeringa para gases, se extrajeron 500  $\mu\text{L}$  de cada muestra y se inyectó al cromatógrafo (Fotografías 37, 38, 39, 40 y 41).



*Fotografía 37. Jeringa para gases.*



*Fotografía 38. Extracción del aire en los canisters.*



Fotografía 39. Acople a la válvula de los canisters.



Fotografía 40. Extracción muestra de los canisters con la jeringa para gases.



*Fotografía 41. Inyección de la muestra en el cromatógrafo de gases*

### **5.5.3 RESULTADOS ANALISIS DE CROMATOGRAFÍA.**

Los análisis de cromatografía se realizaron para cuatro muestras del pozo Chinavita 1, que presentaban los contenidos más altos de gas al momento del muestreo y para el pozo Úmbita 1 solo se tomó una muestra de gas correspondiente al canister 4 que en el momento era uno de los que más presentaba contenido de gas. Después de realizar el análisis cromatográfico se obtuvieron los siguientes valores (Tabla 7): Los más altos en contenido de  $\text{CH}_4$  se presentaron en los canister 8,15 y 16 correspondientes al pozo Chinavita 1. En este pozo se utilizaron canisters de aluminio los cuales presentan una mayor hermeticidad y un control de temperatura adecuado para mantener la muestra de carbón en las condiciones óptimas. El  $\text{CO}_2$  que se determinó en los resultados estuvo dentro de los parámetros normales y finalmente el  $\text{N}_2$  tuvo porcentaje por encima de lo normal. Dada esta situación se puede asumir que estos valores fueron debido a la contaminación de la muestra con aire en el proceso de extracción de los canisters al cromatógrafo; en algunos casos es alta como se

puede ver en el canister 4 perteneciente a Úmbita y el canister 10 del Chinavita. Los cromatogramas de las 5 muestras se pueden observar en el Anexo P.

Muestra		% N <sub>2</sub>	% CO <sub>2</sub>	%CH <sub>4</sub>
Úmbita	Canister 4	55,1	0,0	38,9
Chinavita	Canister 8	3,6	0,5	80,9
	Canister 10	30,2	0,0	56,7
	Canister 15	0,6	5,0	84,2
	Canister 16	0,59	2,0	84,8

Tabla 7. Concentración de gases en los diferentes cánisters realizada en el laboratorio del SGC Bogotá (Ballén y Rodríguez, 2014).

Los porcentajes de CH<sub>4</sub> más representativos para el Chinavita 1 se encuentran en un promedio de 83% lo cual indica un buen contenido de gas metano aunque lo ideal es que este porcentaje sobrepase el 90%. Este porcentaje de metano se pudo observar con una sencilla prueba, consiste en dejar pasar un poco de gas a través de la manguera de medición encendiendo una llama al final, creando la combustión del gas contenido en la manguera, obteniendo una llama de color azul que indica un alto contenido de gas metano presente en la muestra (Fotografía 42).



Fotografía 42. Prueba con un briquet para verificar contenido de metano en las muestras.

## 6. ANALISIS FÍSICO-QUÍMICOS

Se tomaron muestras de carbón de cada canister para realizar los análisis físico-químicos en el laboratorio de carbones del SGC, posteriormente se realizó su respectiva clasificación según las normas ASTM. En estos ensayos se presentan los porcentajes de: Hm: Humedad, S(%): Azufre, Materia mineral, M.V: Materia Volátil, Cz: Contenido de Cenizas, PC: Poder Calorífico, S: Azufre, Rv: Reflectancia a la Vitrinita, CF: Carbono fijo. De acuerdo a estos porcentajes se procede a clasificar el carbón según su rango, con el contenido de cenizas se realiza la respectiva corrección del contenido de gas total de las muestras y también la reflectancia de la vitrinita establece si el carbón es apto o no para generar CBM.



ID Muestra Medición Metano / Análisis Fisicoquímico	Manto	Espesor (m)	Profundidad (m) Desde Hasta	Material (roca)	Hm	Cz	M.V.	C.F.	P.C.	S (%)	%Ro	Materia Mineral
PChi-1:1	Cinta	0.35	103,34	Carbón	2,24	34,79	37,47	27,75	9193	5,97	0,44	62,50
PChi-1:2	M13	1.22	233,01 233,47	Carbón	1,67	15,99	42,68	41,34	12428	1,29	0,49	16,00
PChi-1:3	M11	0.93	241,51 242,56	Carbón	2,13	20,08	41,21	38,72	11721	1,53	0,56	29,70
PChi-1:4	M11	0.93	243,01 243,61	Carbón	2,13	20,08	41,21	38,72	11721	1,53	0,56	29,70
PChi-1:5	M10	1.20	254,31 254,81	Carbón	2,05	23,30	38,58	38,13	11249	1,21	0,59	28,90
PChi-1:6	M9	1.47	282,00 282,40	Carbón	1,90	9,82	43,35	46,83	13310	2,44	0,59	13,20
PChi-1:7	M8	1.41	300,05 300,71	Carbón	1,84	9,89	42,04	48,07	13387	1,44	0,59	11,00
PChi-1:8	M7	1.00	333,50 333,95	Carbón	2,29	6,89	40,69	52,43	13720	0,94	0,59	3,20
PChi-1:9	M6	1.03	411,22 411,92	Carbón	2,09	8,88	39,80	51,33	13439	1,05	0,61	4,80
PChi-1:10	M5	1.00	417,09 417,72	Carbón	2,01	13,02	40,5	46,49	12848	1,26	0,66	11,00
PChi-1:11	M4	0.80	421,7 422,67	Carbón	1,93	8,80	41,46	49,74	13633	1,23	0,60	5,60
PChi-1:12	-	-	475,2 475,76	Limolita Arcillosa	-	-	-	-	-	-	-	-
PChi-1:13	M3	1.43	475,75 476,55	Carbón	1,62	11,09	43,19	45,72	13376	2,03	0,60	6,90
PChi-1:14	-	-	512,4 513,1	Arcillolita	-	-	-	-	-	-	-	-
PChi-1:15	M2	0.80	513,13 514,00	Carbón	1,84	14,98	36,95	45,37	12599	2,91	0,62	16,6
PChi-1:16	M1	1.61	526,35 527,45	Carbón	1,76	10,49	37,25	52,26	13284	0,73	0,67	3,20
PChi-1:17	-	-	562,55 563,40	Arenisca	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 8. Análisis inmediatos y de reflectancia de la vitrinita de las muestras para el pozo Chinavita 1.

Después de evaluar las características físico-químicas los carbones del pozo Chinavita 1, como el poder calorífico que varía de 9193 a 13720 BTU/Lb y



materia volátil de 37,25 a 43,35 (Tabla 8); se clasificaron como sub-bituminosos C-A hasta bituminosos altos en volátiles C, con una reflectancia de la vitrinita que fluctúa entre 0,44 a 0,67 y que los coloca en el rango de la reflectancia de la vitrinita de carbones que son aptos para CBM ( $\%Ro = 0,5-1,9$ ). Cabe resaltar que los porcentajes de azufre van de 0,73 % a 5,97 %, estos porcentajes son altos, debido a que el límite permitido de esta sustancia es de 1%, estos porcentajes pueden causar inconvenientes en futuras labores de explotaciones de los mantos con mayor contenido de azufre.

ID Muestra	Medición Metano/ Análisis	Físicoquímico	Manto	Espesor (m)	Profundidad (m) Desde	Hasta	Material (roca)	Hm	Cz	M.V.	C.F.	P.C.	S (%)	%Ro	Materia Mineral
<b>Pum-1:1</b>			M13	0.45	185,25	185,65	Carbón	2,05	17,72	41,57	40,72	11952	3,23	0,55	16,30
<b>Pum-1:2</b>			M12	1.30	189,15	189,40	Carbón	2,14	30,85	36,56	32,6	9929	2,02	0,58	40,20
<b>Pum-1:3</b>			M11	0.40	190,65	190,95	Carbón	1,97	16,07	43,06	40,88	12276	3,17	0,53	15,00
<b>Pum-1:4</b>			M10	0.40	192,10	192,45	Carbón	1,88	15,28	42,42	42,31	12425	2,82	0,54	27,50
<b>Pum-1:5</b>			M9	1.00	203,10	203,50	Carbón	2,12	15,56	42,08	42,37	12451	1,13	0,53	18,60
<b>Pum-1:6</b>			M8	0.50	205,32	205,72	Carbón	2,32	11,49	42,94	45,58	13049	1,24	0,56	13,80
<b>Pum-1:7</b>			M6	2.70	248,45	248,75	Carbón	2,34	5,70	43,14	51,17	13921	0,97	0,56	9,60
<b>Pum-1:8</b>			M5	0.65	259,07	259,47	Carbón	2,23	5,16	44,22	50,63	14046	0,91	0,48	18,60
<b>Pum-1:9</b>			M3	1.00	287,65	288,15	Carbón	2,13	39,24	32,69	28,07	8595	2,44	0,55	46,80
<b>Pum-1:10</b>			M2	0.60	322,40	322,90	Carbón	1,83	24,39	37,37	38,25	10861	2,53	0,65	24,30

Tabla 9 . Análisis inmediatos y de reflectancia de la vitrinita para muestras del pozo Úmbita 1.

La evaluación de las características físico-químicas de los carbones del pozo Úmbita 1, los establecen como sub-bituminosos A. El poder calorífico para este

pozo fue de 8595 a 14046 BTU/Lb y reflectancia de la vitrinita fluctúa entre 0,53 a 0,65 (Tabla 9), lo que los coloca en el rango de la reflectancia de la vitrinita de carbones que son aptos para CBM (%Ro= 0,5-1,9). Al igual que en los análisis del pozo Chinavita 1 los porcentajes de azufre son altos llegando a 3,23 %, superando el límite permitido.

ID Muestra Medición Metano / Análisis Físicoquímico	Manto	Espesor (m)	Ubicación de la muestra	Materia l (roca)	Hm	Cz	M.V.	C.F.	P.C.	S (%)	%Ro	Mate ria Mine ral
<b>FM:01</b>		1,00	Mina La Rosa Vereda San José, Tibaná	Carbón	6,12	10,76	43,2 3	45,3 1	11760	1,42	0,47	11,60
<b>FM:02</b>	M7	2,70	Mina El Sol Vereda juncal, Úmbita	Carbón	2,35	11,41	40,0 0	48,3 2	12658	1,11	0,60	11,00
<b>FM:03</b>	M6	2,90	Mina Carsol BM1, Vereda Juncal, Úmbita	Carbón	2,31	7,26	40,6 1	51,9 7	13319	1,02	0,63	2,60
<b>FM:04</b>	M3	2,34	Mina San Antonio, Vereda Usillo, Chinavita	Carbón	2,58	5,90	40,9 5	53,0 0	13543	1,25	0,60	1,80
<b>FM:05</b>	M7	1,30	Mina San Antonio, Vereda Usillo, Chinavita	Carbón	2,73	7,27	40,8 8	51,6 5	13232	0,80	0,55	4,00

Tabla 10. Análisis inmediatos y de reflectancia de la vitrinita de la muestra de carbón tomadas en los frentes de minas.

La evaluación de las características físico-químicas de los carbones de los frentes de mina, se clasifican como sub-bituminosos A y B, con una reflectancia de la vitrinita que fluctúa entre 0,47 a 0,65 (Tabla 10). En estos análisis los valores fueron más equilibrados, el contenido de materia volátil está en un promedio de 40 y el poder calorífico llega a los 13543 BTU/Lb y los porcentajes de azufre están un poco más bajos comparados con los obtenidos en las perforaciones.

## 7. RESULTADOS DE CBM DE LAS MUESTRAS DE CAMPO

Las pruebas de CBM se realizaron para 32 muestras; 10 muestras para el pozo Úmbita 1, todas recolectadas en canister de PVC; mientras que en el pozo Chinavita 1 se tomaron 17 muestras dentro de las cuales se encuentran tres respaldos. Para el Chinavita 1 solo las tres primeras muestras se tomaron en canisters de PVC, las restantes en canisters de aluminio. Para los frentes de mina fueron 5 muestras recolectadas en canisters de PVC. A continuación se presentará el procedimiento y resultados de una de las muestras que presento mayor contenido de CBM perteneciente al pozo Chinavita.

## 7.1 RESULTADOS MUESTRA PChi-1:15

En la tabla de resultados del canister PChi1:15 (Tabla 11), se puede observar las primeras casillas de rojo, estos son datos tomados para realizar los cálculos de gas perdido y los restantes para gas desorbido. Una vez las muestras ya no arrojen más gas por varias mediciones se da paso al ensayo de gas residual.

FORMATO PARA EL REGISTRO DE DATOS EN LA PRUEBA DE DESORCION																
Desorcion de CBM - SGC-UPTC																
LUGAR:		VEREDA USILLO - CHINAVITA						Formacion:		Guaduas						
COORDENADAS:		X:1070126 Y:1075775						BLOQUE:		SECTOR UMBITA-CHINAVITA						
ALTURA (m.s.n.m):		1.981						MANTO:		Carbon						
PROYECTO:		EXPLORACION DE GMAC, UPTC - SGC						ESPOSOR:		1,45						
POZO:		Chinavita - 1						TIEMPO INICIAL PERFORACION DEL MANTO:		3:30						
N° DEL CANISTER:		PCH1:15						TIEMPO DE EXTRACCION DEL NUCLEO:		4:30						
PESO DEL CANISTER (gr):								TIEMPO DEL NUCLEO EN SUPERFICIE:		40 Minutos						
PROFUNDIDAD(m):		513,13-514,00						TIEMPO DE SELLADO DEL CANISTER:		5:10						
PESO DE LA MUESTRA (gr)		2161,2						Material:		Carbon						
LECT	FECHA	TIEMPO				TEMP		PRES	VOLUMEN (cm³)		GAS		GAS		CONTENIDO	
		D/M/A	H:Min	ACUM	√T	°C	°F		Pulg	INICIAL	FINAL	DESORBIDO(cm³)		DESORBIDO STP(cm³)		DE GAS
												MEDIDO	ACUM	MEDIDO	ACUM	
1	10/10/2014	5:30:00	3,25	1,80	32	89,60	23,68	75	420	345,00	345,00	258,34	258,34	0,120	4,22	
2		5:45:00	3,50	1,87	32	89,60	23,68	60	185	125,00	470,00	93,60	351,94	0,163	5,75	
3		6:00:00	3,75	1,94	32	89,60	23,68	185	265	80,00	550,00	59,91	411,85	0,191	6,73	
4		6:15:00	4,00	2,00	32	89,60	23,68	60	200	140,00	690,00	104,83	516,68	0,239	8,44	
5		6:30:00	4,25	2,06	32	89,60	23,68	55	170	115,00	805,00	86,11	602,80	0,279	9,85	
6		6:45:00	4,50	2,12	32	89,60	23,68	60	165	105,00	910,00	78,63	681,43	0,315	11,13	
7		7:00:00	4,75	2,18	32	89,60	23,68	175	275	100,00	1010,00	74,88	756,31	0,350	12,36	
8		7:15:00	5,00	2,24	32	89,60	23,68	75	180	105,00	1115,00	78,63	834,93	0,386	13,64	
9		7:30:00	5,25	2,29	32	89,60	23,68	150	230	80,00	1195,00	59,91	894,84	0,414	14,62	
10	11/10/2014	13:00:00	32,75	5,72	29	84,20	22,36	100	3300	3200,00	4395,00	2285,10	3179,94	1,471	51,96	
11	13/10/2014	16:00:00	83,75	9,15	29	84,20	22,30	100	2065	1965,00	6360,00	1399,43	4579,37	2,119	74,83	
12	15/10/2014	16:00:00	131,75	11,48	30	86,00	22,33	100	680	580,00	6940,00	412,25	4991,62	2,310	81,56	
13	17/10/2014	18:00:00	181,75	13,48	30	86,00	22,33	100	910	810,00	7750,00	575,74	5567,36	2,576	90,97	
14	20/10/2014	7:15:00	243,00	15,59	30	86,00	22,89	100	405	305,00	8055,00	222,23	5789,58	2,679	94,60	
15	22/10/2014	10:35:00	294,33	17,16	30	86,00	22,33	100	555	455,00	8510,00	323,41	6112,99	2,829	99,89	
16	24/10/2014	14:30:00	346,4	18,61	30	86,00	22,33	100	465	365,00	8875,00	259,44	6372,42	2,949	104,13	
19	27/10/2014	15:35:00	419,47	20,48	30	86,00	22,24	100	490	390,00	9265,00	276,09	6648,51	3,076	108,64	
20	29/10/2014	17:00:00	468,90	21,65	30	86,00	22,74	100	490	390,00	9655,00	282,30	6930,81	3,207	113,25	
21	31/10/2014	15:00:00	514,90	22,69	30	86,00	22,24	100	228	128,00	9783,00	90,61	7021,42	3,249	114,73	
22	04/11/2014	15:00:00	610,90	24,72	30	86,00	22,21	100	230	130,00	9913,00	91,91	7113,33	3,291	116,23	
23	06/11/2014	19:00:00	662,90	25,75	30	86,00	22,33	100	330	230,00	10143,00	163,48	7276,81	3,367	118,90	
24	08/11/2014	12:00:00	703,90	26,53	30	86,00	22,30	100	255	155,00	10298,00	110,02	7386,83	3,418	120,70	
25	10/11/2014	17:30:00	757,40	27,52	30	86,00	22,27	100	300	200,00	10498,00	141,77	7528,61	3,484	123,02	
26	13/11/2014	14:30:00	826,40	28,75	30	86,00	22,24	100	310	210,00	10708,00	148,66	7677,27	3,552	125,45	
27	18/11/2014	16:00:00	947,90	30,79	30	86,00	22,33	100	360	260,00	10968,00	184,80	7862,07	3,638	128,47	
28	21/11/2014	17:00:00	1020,90	31,95	30	86,00	22,21	100	280	180,00	11148,00	127,25	7989,33	3,697	130,55	
29	25/11/2014	15:00:00	1114,9	33,39	30	86,00	22,30	100	250	150,00	11298,00	106,47	8095,80	3,746	132,29	
30	01/12/2014	16:00:00	1259,9	35,50	30	86,00	22,24	100	320	220,00	11518,00	155,74	8251,54	3,818	134,83	
31	05/12/2014	17:00:00	1356,9	36,84	30	86,00	22,26	100	315	215,00	11733,00	152,34	8403,88	3,889	137,32	
32	09/12/2014	16:00:00	1451,9	38,10	30	86,00	22,32	100	300	200,00	11933,00	142,09	8545,98	3,954	139,64	
33	12/12/2014	16:00:00	1523,9	39,04	30	86,00	22,30	100	260	160,00	12093,00	113,57	8659,55	4,007	141,50	
34	18/12/2014	12:00:00	1663,90	40,79	30	86,00	22,33	50	108	58,00	12151,00	41,23	8700,78	4,026	142,17	
35	24/12/2014	10:00:00	1805,90	42,50	30	86,00	22,27	50	75	25,00	12176,00	17,72	8718,50	4,034	142,46	
36	02/01/2015	18:00:00	2029,90	45,05	30	86,00	22,89	50	115	65,00	12241,00	47,36	8765,86	4,056	143,24	
37	07/01/2015	10:00:00	2141,9	46,28	30	86,00	22,33	50	140	90,00	12331,00	63,97	8829,83	4,086	144,28	

Tabla 11. Formato para el cálculo del gas en la prueba de desorción Muestra PCH1:15.

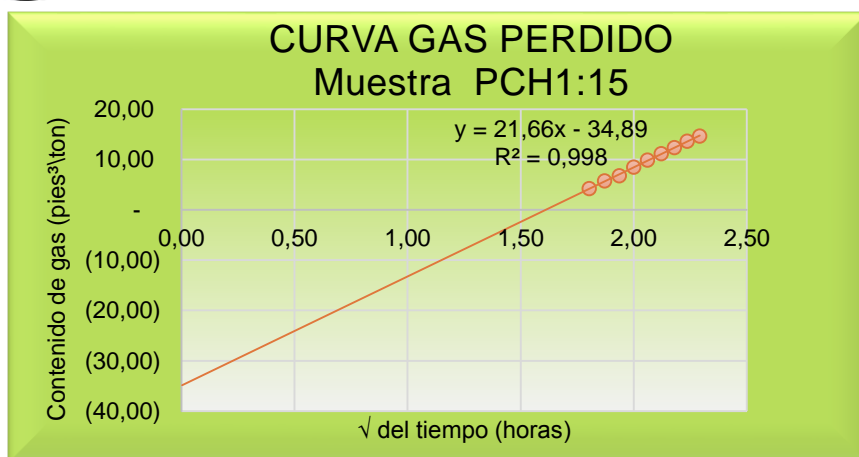


Figura 37. Curva gas perdido Muestra PCH1:15.

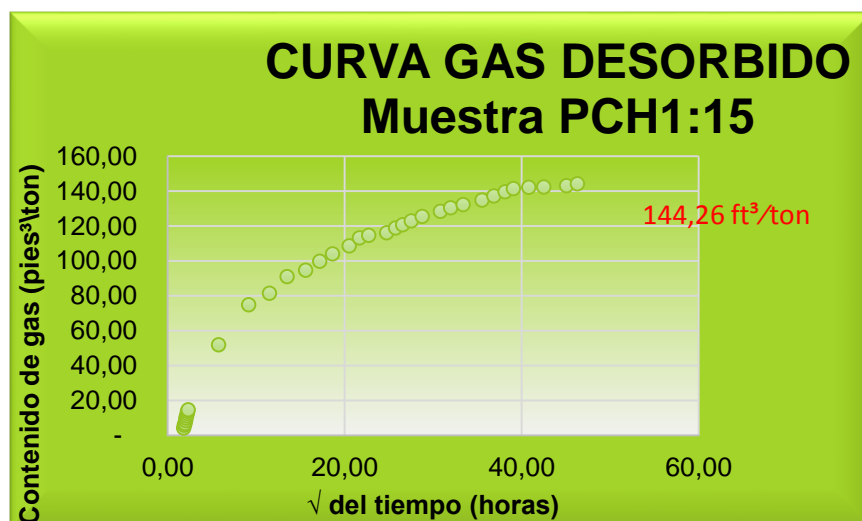


Figura 38. Curva gas desorbido Muestra PCH1:15.

Sumatoria de gases (ft³/ton)	
<b>Perdido</b>	34,89
<b>Desorbido</b>	144,26
<b>Residual</b>	50,1
<b>Total</b>	229,25
<b>Total libre de cenizas</b>	264,46
<b>Total libre cnz (m³/ton)</b>	7,49

Tabla 12. Sumatoria de gases (ft³/ton).



Los datos resultantes de gas perdido, gas desorbido y gas residual son calculados con el procedimiento mencionado anteriormente. Se generan unas gráficas para determinar y señalar tanto el perdido como el desorbido (Figura 37 y 38). Como resultado el gas total fue de 229,25 ft<sup>3</sup>/ton. Después se realizó la corrección de este valor por cenizas y muestra fue de 7,49; dando como resultado una valor total libre de cenizas de 264.46 ft<sup>3</sup>/ton (Tabla 12). Proceso corrección por cenizas.

El cromatograma (curva con picos la cual está determinada por ciertos parámetros de tiempo y los patrones utilizados para el ensayo), es generado mediante un software especializado que calcula el área que se genera bajo los diferentes picos que determina el porcentaje en ppm (partes por millón) de los diferentes componentes del gas (Figura 39).

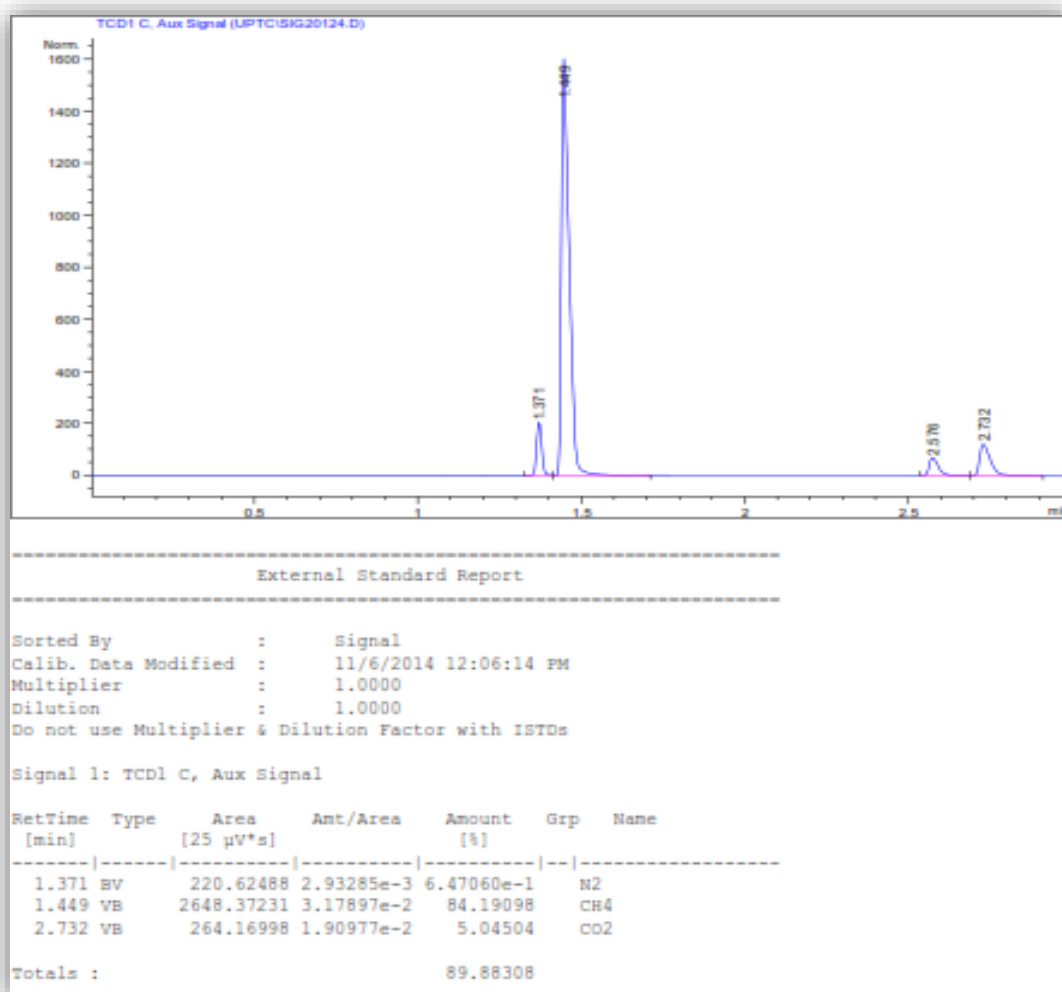


Figura 39. Cromatograma de la muestra PCH1:15.

El cromatograma del canister PChi-1:15 muestra que el área mayor bajo el pico más alto en la curva, corresponde al metano y por lo tanto es el mayor componente de esta muestra de gas. Específicamente el 84.19% es CH<sub>4</sub>, 5.04% de CO<sub>2</sub> y un 5.04 de N<sub>2</sub>, lo que representa un promedio de la cromatografía adelantada en unas pocas muestras.

### 7.1.1 RESULTADOS TOTALES POZO CHINAVITA 1.

ID de Muestra	Manto	Espesor (m)	Profundidad (m) Desde Hasta		Material (roca)	Gas Perdido (pies³/ton)	Gas Desorbido (pies³/ton)	Gas Residuapies³/ton	Gas Total pies³/ton	Gas Total Libre Cenizas	
										m³/t	pie³/t
PChi-1:1	Cinta	0.35	103,34		Carbón	4,03	20,31	8,46	32,80	1,63	57,64
PChi-1:2	M13	1.22	233,01	233,47	Carbón	1,25	30,67	40,79	72,71	2,56	90,49
PChi-1:3	M11	0.93	241,51	242,56	Carbón	2,75	66,28	11,09	80,12	3,01	106,34
PChi-1:4	M11	0.93	243,01	243,61	Carbón	3,01	105,40	19,24	127,65	4,80	169,34
PChi-1:5	M10	1.20	254,31	254,81	Carbón	8,06	106,04	21,37	135,47	5,32	187,84
PChi-1:6	M9	1.47	282,00	282,40	Carbón	2,58	74,32	17,82	94,72	3,11	109,94
PChi-1:7	M8	1.41	300,05	300,71	Carbón	5,29	115,68	11,57	132,54	4,33	152,90
PChi-1:8	M7	1.00	333,50	333,95	Carbón	14,42	105,37	14,23	134,02	4,23	149,32
PChi-1:9	M6	1.03	411,22	411,92	Carbón	61,02	175,58	33,71	270,31	8,73	308,07
PChi-1:10	M5	1.00	417,09	417,72	Carbón	-	63,08	10,45	73,55	2,50	88,36
PChi-1:11	M4	0.80	421,7	422,67	Carbón	42,51	164,37	31,59	238,47	7,69	271,33
PChi-1:12	-		475,2	475,76	Limolita Arcillosa	1,36	34,30	14,58	50,24	1,42	50,24
PChi-1:13	M3	1.43	475,75	476,55	Carbón	7,24	80,24	7,35	94,83	3,15	111,19
PChi-1:14	-		512,4	513,1	Arcillolita	9,17	21,19	13,25	43,61	1,24	43,61
PChi-1:15	M2	0.80	513,13	514,00	Carbón	34,89	144,26	50,10	229,25	8,07	285,20
PChi-1:16	M1	1.61	526,35	527,45	Carbón	41,36	120,95	48,38	210,69	6,89	243,55
PChi-1:17	-		562,55	563,40	Arenisca	0,51	1,38	0,30	2,19	0,06	2,19

Tabla 13. Contenido total de CBM para muestras del pozo Chinavita 1

Se observaron los contenidos totales por cada tipo de medición (Gas perdido, desorbido, residual y el total, incluido el libre de cenizas) de CBM en cada una de las muestras tomadas en campo y en resaltado amarillo tenemos los que generaron un mayor contenido de CBM (Tabla 13). De los tres respaldos que se muestrearon el de mayor valor fue la limolita arcillosa con 50,24pie<sup>3</sup>/ton, este porcentaje fue alto e incluso superó a varias muestras de carbón del pozo Úmbita

1, al igual que el respaldo de arcillolita con 43.61 pie<sup>3</sup>/ton. Estos resultados son debido a que fueron respaldos superiores de mantos de carbón con buen contenido de CBM y que parte de este gas migro hacia esos respaldos debido a la disminución de presión.

### 7.1.2 RESULTADOS POZO ÚMBITA 1

ID de Muestra	Manto	Espesor (m)	Profundidad (m) Desde Hasta	Material (roca)	Gas Perdido (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Desorbido (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Residual (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Total pies <sup>3</sup> /ton	Gas total Libre Cenizas	
									m <sup>3</sup> /t	pie <sup>3</sup> /t
PUm-1:1	M13	0.45	185,25 185,65	Carbón	1,42	18,72	16,28	36,42	1,34	47,28
PUm-1:2	M12	1.30	189,15 189,40	Carbón	1,51	18,74	18,35	38,60	1,72	60,85
PUm-1:3	M11	0.40	190,65 190,95	Carbón	0,45	34,19	12,50	47,14	1,69	57,92
PUm-1:5	M10	0.40	192,10 192,45	Carbón	3,43	23,88	13,68	40,99	1,45	51,19
PUm-1:6	M9	1.00	203,10 205,50	Carbón	0,20	3,57	9,04	12,81	0,45	15,92
PUm-1:4	M8	0.50	205,32 205,72	Carbón	0,32	4,92	5,67	10,91	0,37	12,90
PUm-1:7	M6	2.70	248,45 248,75	Carbón	2,48	15,29	14,20	31,97	1,00	35,14
PUm-1:8	M5	0.65	259,07 259,47	Carbón	0,36	8,88	27,89	37,16	1,15	40,52
PUm-1:9	M3	1.00	287,65 288,15	Carbón	1,61	11,94	18,27	31,82	1,66	58,76
PUm-1:10	M2	0.60	322,40 322,90	Carbón	0,40	10,27	13,32	23,99	0,96	34,06

Tabla 14. Contenido total de CBM para muestras del pozo Úmbita 1.

Se determinaron los contenidos totales por cada tipo de medición (Gas perdido, desorbido, residual y el total, incluido el libre de cenizas) de CBM para el pozo Úmbita 1 (Tabla 14). En amarillo se encuentran las muestras con mayor contenido de CBM. En este pozo la mayoría de muestras proviene de mantos de espesores bajos debido a las discontinuidades laterales y la geología estructural de la zona.

### 7.1.3 RESULTADOS CBM EN FRENTES DE MINA

ID de Muestra	Manto	Espesor (m)	Ubicación de la muestra	Material (roca)	Gas Perdido (pies <sup>3</sup> /Ton)	Gas Desorbido (pies <sup>3</sup> /Ton)	Gas Residual (pies <sup>3</sup> /Ton)	Gas Total (pies <sup>3</sup> /ton)	Gas Total Libre Cenizas	
									m <sup>3</sup> /t	pie <sup>3</sup> /t
FM:01		1,00	Mina La Rosa Vereda San Jose, Tibana	Carbón	0,37	1,50	6,74	8,61	0,30	10,57
FM:02	M7	2,70	Mina El Sol Vereda juncal, Umbita	Carbón	0,04	1,15	4,98	6,17	0,21	7,28
FM:03	M6	2,90	Mina Carsa BM1, Vereda Juncal, Umbita	Carbón	0,94	3,56	10,10	14,60	0,46	16,31
FM:04	M3	2,34	Mina San Antonio, Vereda Usillo, Chinavita	Carbón	1,87	12,48	11,65	26,00	0,82	28,77
FM:05	M7	1,30	Mina San Antonio, Vereda Usillo, Chinavita	Carbón	0,57	7,85	9,52	17,94	0,55	22,01

Tabla 15. Contenido total de CBM para muestras en los frentes de mina.

Se determinó el contenido total para cada tipo de medición de CBM en cada una de las muestras tomadas de los frentes de mina (Tabla 15). Las que poseen un mayor contenido son las muestras correspondientes a los mantos 3 y 7 de la mina San Antonio, ubicada hacia la parte superior del pozo Chinavita 1. Los valores de CBM en los frentes de mina son menores debido a que ya se ha dado una desorción natural en el carbón que allí se encuentra.

## 7.2 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE CONTENIDO DE CBM EN LAS MUESTRA DE CAMPO

Las pruebas de CBM se realizaron para 32 muestras; 10 muestras para el pozo Úmbita 1, todas recolectadas en canister de PVC, en el pozo Chinavita 1 se tomaron 17 muestras dentro de las cuales se encuentran tres respaldos, para este pozo solo las tres primeras muestras se tomaron en canisters de PVC y las restantes en canisters de aluminio y para los frentes de mina fueron 5 muestras recolectadas en canisters de PVC. Después de haber realizado todas las mediciones a las respectivas muestras en campo y en laboratorio, se realizó el procesamiento y los cálculos pertinentes, con sus correcciones (total libre de cenizas) y estandarizaciones a los datos, de esto se puede concluir que (Tablas 13, 14 y 15):

### 7.2.1 Pozo Chinavita 1

Los mantos de carbón más representativos en contenido de CBM son (Tabla 13) el canister PCH1:9, PCH1:11, PCH1:15 y PCH1:16 que pertenecen a una profundidad 411,22m-411,92m; 421,7m-422,67m; 513,13m-514,00m y 513,13m-514m respectivamente, presentando un volumen de gas total libre de cenizas de 308.07 ft<sup>3</sup>/Ton, 271.33 ft<sup>3</sup>/Ton, 285.20 ft<sup>3</sup>/Ton y 243.55 ft<sup>3</sup>/Ton respectivamente, con una reflectancia a la vitrinita que fluctúa entre los valores R<sub>v</sub>: 0.44-0.67 (Tabla 13) haciéndolos óptimos para CBM. Según Law and Rice (1993), el aumento en la cantidad de CBM está directamente relacionada con la profundidad de enterramiento del carbón, lo cual se pudo observar en este pozo ya que las profundidades de las muestras en estos canisters son de las más altas. Según Bonett y Rodríguez (1996), el aumento en la cantidad de CBM está relacionado con la reflectancia media de vitrinita, lo cual se evidencia en la tendencia de los contenidos de las muestras de carbón tomadas en el pozo y finalmente se puede observar que los cromatogramas para estos canisters generan como resultado un contenido alto en CH<sub>4</sub>.

### **7.2.2 Pozo Úmbita 1**

Los mantos de carbón en este pozo a diferencia del Chinavita 1 (Tabla 14), poseen un volumen de gas total libre de cenizas bajo como lo muestra el canister PU1:2 y PU1:9 estas muestras se encuentra a una profundidad de 189.15m-189.40m y 287.65m-288.15m, presentando un volumen de gas 60.85 ft<sup>3</sup>/Ton y 58.76 ft<sup>3</sup>/Ton respectivamente hasta la con una reflectancia media a la vitrinita Rv: 0.5-1.9 (Tabla 14), según Law and Rice (1993), el aumento en la cantidad de CBM está directamente relacionada con la profundidad de enterramiento del carbón, esto no tuvo una relación directa en este pozo ya que posiblemente la geología estructural de la zona afecto los mantos de carbón haciendo que el gas migrara naturalmente a la atmósfera. Según Bonett y Rodríguez (1996), el aumento en la cantidad de CBM está relacionado con la reflectancia media de vitrinita, lo cual se evidencia en la tendencia de los contenidos de las muestras de carbón tomadas en este pozo; finalmente se puede observar que los cromatogramas para estos canisters poseen un contenido bajo en CH<sub>4</sub>, esto podría deberse a factores mencionados anteriormente.

### **7.2.3 Frentes de mina.**

Los mantos más representativos en cuanto a contenido de CBM es (Tabla 15) el FM: 04 muestreado en la Vereda Usillo Chinavita (M5), con un espesor de 2,34 m y un contenido total de gas libre de cenizas de (28.7) ft<sup>3</sup>/ton (Tabla 15), con una reflectancia media de la vitrinita de 0,6. Según Bonett y Rodríguez (1996), el aumento en la cantidad de CBM está relacionado con la reflectancia media de vitrinita, lo cual no se evidencia en las muestras de carbón tomadas en estos frentes de mina esto puede deberse a que los contenidos estén variando de un sector a otro por variaciones en la presión hidrostática debido a que algunos frentes de mina actualmente están inactivos y las modificaciones en superficie y en profundidad son evidentes. Después de realizados los análisis a cada pozo y a los frentes de mina, se observa que los contenidos de CBM en el área de estudio son relativamente altos en comparación con estudios realizados en otras zonas del



departamento, donde los valores de las muestras presentan cantidades de 100 pies<sup>3</sup>/Ton aproximadamente. Este aumento en los contenidos de CBM en los mantos de carbón puede deberse a que los mantos de carbón se encuentran en situaciones óptimas de entrapamiento (los mantos de carbón cuentan con buenas rocas sello y existe la presencia de acuíferos los cuales evitan la migración del gas) en el área de estudio. El resultado del constante bombeo y evacuación del agua a lo largo de las bocaminas produce una variación en la tabla de agua y disminución en la presión de poros facilitando la evacuación de este recurso, para una mayor exactitud de lo anteriormente dicho se recomienda realizar un estudio hidrogeológico detallado identificando zonas de recarga y un estudio de isotermas para evaluar la capacidad de almacenamiento de gas metano de los carbones en esta zona.

## 8. CONCLUSIONES

Los contenidos totales de CBM resultantes en el pozo Chinavita 1, presentan un rango de variación de 57.64ft<sup>3</sup>/ton, hasta 308.07 ft<sup>3</sup>/ton, donde la muestra PCH1: 9 representa el contenido más alto registrado, con una profundidad de 411,22m-411,92m y la muestra PCH1:1 representa uno de los contenidos más bajos, con una profundidad de 103,34m-103,69m, evidenciándose así que los contenidos en este pozo si poseen una tendencia lógica en cuanto a la profundidad, dado que al aumentar la misma, el contenido de CBM debe aumentar.

Los contenidos totales de CBM resultantes en el pozo Úmbita 1, presentan un rango de variación de 12.90ft<sup>3</sup>/ton, hasta 60.85 ft<sup>3</sup>/ton, donde la muestra PUm1: 2 representa el contenido más alto registrado, con una profundidad de 189,15m-189,40m y la muestra PUm1:4 representa uno de los contenidos más bajos, con una profundidad de 205,32m-205,72m, evidenciándose así que los contenidos en este pozo no poseen una tendencia lógica en cuanto a la profundidad, dado que al aumentar la misma, el contenido de CBM debe aumentar.

Para la medición de CBM, se tienen en cuenta las muestras tomadas de los núcleos de perforación y también muestras extraídas de distintos frentes de mina, donde los contenidos de las muestras tomadas del pozo de perforación en Chinavita 1, muestran mayores contenidos de CBM en comparación con los contenidos en las muestras tomadas del pozo Úmbita 1 y Frentes De Mina, esto podría deberse a que la geología estructural donde se hizo el Úmbita 1 sea más compleja estando la zona más fracturada y la presión de poros en los frentes de mina es más baja debido al bombeo continuo para la evacuación del agua;

permitiendo de esta manera que el gas migre hacia otras zonas o salga a superficie.

Los contenidos de CBM en la zona carbonífera de Boyacá, Área Úmbita – Laguna de Tota en la formación guaduas son relativamente altos, es decir, los contenidos de CBM en las muestras tomadas del área de estudio superan los 250 ft<sup>3</sup>/ton en algunos mantos, que al compararlos con otros estudios realizados en el sector, los valores en los contenidos de CBM presentes no superan los 100 ft<sup>3</sup>/ton (CUTA G; SANTOS, 2011).

De acuerdo a los análisis físico-químicos realizados en el laboratorio de carbones de SGC, se determinó que el rango de los carbones en el pozo Chinavita 1 se clasificó en sub-bituminosos C-A hasta bituminosos altos en volátiles C, mientras que en pozo Úmbita 1 se clasificó como sub-bituminosos A, según las normas ASTM D 338, presentando valores de reflectancia a la vitrinita que oscilan entre 0,44 y 0,67; estando estos valores dentro de los rangos de carbones aptos para CBM (%Ro= 0,5-1,9).

De acuerdo con los análisis realizados a los resultados de las mediciones a cada una de las muestras tomadas en el área de estudio, los mantos que presentan mayores contenidos de CBM son los que registran los canisters PCH1: 9 y PCH1: 15, lo cual servirá como referencia para futuros estudios y para la planeación en minas futuras o existentes para su explotación, disminuyendo la accidentalidad en estas.

De acuerdo a los análisis cromatográficos las mayores concentraciones de metano se reportaron en el pozo Chinavita 1 donde los contenidos de este gas estuvieron entre 56.7% y 84.8 %; determinando así que casi el 85% de gas que se analizó en el pozo Chinavita 1 era metano (CH<sub>4</sub>), 2-5% era Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y menor a un 1% era Nitrógeno (N<sub>2</sub>).

El aprovechamiento del CBM frente a otras fuentes de hidrocarburos nos brinda beneficios; desde un punto de vista medio ambiental se pueden reducir las emisiones de gas a la atmosfera y desde un punto de vista en la seguridad industrial, porque con un amplio conocimiento del comportamiento y potencial de CBM en distintas zonas carboníferas del país; se pueden reducir los accidentes ocasionados por concentración de gas metano en las minas de carbón.

## 9. RECOMENDACIONES

- Realizar más estudios y análisis de cromatografía de gases en el laboratorio de Hidrocarburos no convencionales de la U.P.T.C para solucionar inconvenientes al momento de extraer e inyectar muestra, con el fin de precisar los porcentajes obtenidos en los cromatogramas para futuros ensayos.
- Incluir en el proceso de control de temperatura en los canisters, una termocupla para controlar de manera más adecuada la temperatura del carbón al interior de los canisters.
- Incluir estudios de recarga hídrica para determinar la afectación de esta sobre el contenido de gas en los mantos y posterior comparación entre ambos pozos debido a la gran diferencia de contenidos de gas.
- Implementar un método de extracción y almacenamiento de gas metano en campo con el fin de obtener muestras de gas perdido, las cuales se toman en las primeras dos horas después de extraída la muestra.

## GLOSARIO

**ABSORCIÓN:** Fenómeno por el cual un cuerpo las moléculas de un líquido o gas sólido son atraídas hacia un cuerpo, de modo que se difundan en su interior.

**ADSORCION:** Proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapadas o retenidas en la superficie de un material, en contraposición a la absorción, que es un fenómeno de volumen.

**ANISOTROPIA:** Es la propiedad general de la materia según la cual determinadas propiedades físicas, tales como: temperatura, espesor, densidad, etc. Varían según la dirección en que son examinadas y podrán presentar diferentes características según la dirección de estudio.

**CARBÓN:** Materia sólida, ligera y negra. Es un combustible fósil y muy rico en carbono, que resulta de la destilación o de la combustión incompleta de la leña o de otros cuerpos orgánicos. Es una roca combustible que contiene más del 50% de peso y más de un 70% de volumen de material carbonáceo formado de la compactación y endurecimiento de variados restos de plantas.

**COAL BED METHANE:** Gas metano asociado a mantos de carbón.

**CAPACIDAD DE SORCIÓN:** Es la cantidad máxima de gas que puede contener una muestra de carbón a una presión y temperatura determinadas.

**CONTENIDO DE GAS:** Es una medida del volumen de gas (pies cúbicos) que contiene una tonelada de carbón y se expresa en scf/ton (standard cubic foot per ton).

**METANO:** El metano es el hidrocarburo más simple, su molécula está formada por un átomo de carbono (C), al que se encuentran unidos cuatro átomos de



hidrógeno (H). A temperatura ambiente es un gas y se halla presente en la atmósfera.

**GAS NATURAL:** Es toda mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso que puede tener cantidades variables de impurezas

**GRISÚ:** Mezcla explosiva de metano y aire, se forma en las minas de carbón.

**ISOTERMA DE ADSORCIÓN:** La isoterma de sorción establece cual es la máxima cantidad de gas medido que puede tener un yacimiento en un rango de presiones determinado y a una temperatura constante. La relación más utilizada para modelar la adsorción de un gas en un sólido es la isoterma de Langmuir. Esta isoterma se obtiene a través de un ensayo de laboratorio llamado isoterma de adsorción.

**MACERAL:** Material derivado de las plantas.

**SATURACIÓN:** Un yacimiento se encuentra sub-saturado si el contenido de gas es menor que la capacidad de sorción a la presión y temperatura del yacimiento. Se encuentra saturado si el contenido de gas es mayor o igual que la capacidad de sorción.

**YACIMIENTO NO CONVENCIONAL:** Donde se almacenan acumulaciones de hidrocarburos que pueden estar contenidos en un área determinada y que no está afectado significativamente por influencia hidrodinámica.

**YACIMIENTO NO CONVENCIONAL DE CARBÓN:** Es toda capa de carbón o capas intercaladas entre las mismas, bajo la superficie, en las cuales se encuentra acumulado gas metano en estado de sorción o libre. Los límites están dados por la extensión del área del manto, por barreras de flujo, o por límites comerciales de explotación.

## 10. BIBLIOGRAFÍA E INFOGRAFÍA

DEMIR I, MORSE D, SCOTT E. Delineation of the coalbed methane resources of Illinois. Illinois Petroleum 2004. Illinois Department of natural Resources, Illinois State Geological Survey. 2004.

LAW, B.E. RICE, D.D. 1993. Hydrocarbons from Coal. AAPG Studies in Geology # 38.

MOORE, T. 2004, General introduction to coal bed methane. In "First annual Illinois Basin coalbed symposium" The Midwest PTTC Center. Evansville, Indiana. Oklahoma, USA.

MARTINEZ L; (2008) Estudio del Gas Asociado al Carbón Mexicano. Informe inédito para el Servicio Geológico Mexicano.

SARMIENTO, G. 1994. Estratigrafía y medios de depósito de la Formación Guaduas. Boletín geológico Volumen 32 N.1-3. INGEOMINAS Bogotá.

SARMIENTO, G., 1994. Estratigrafía, palinología y paleoecología de la Formación Guaduas. Publ. Geol. Esp. N° 20, INGEOMINAS. Bogotá.

MONTOYA, D., REYES, G., 2005. Geología De La Sabana De Bogotá, informe INGEOMINAS. Bogotá.

ACOSTA, J., ULLOA, C., 1997. Mapa geológico del Departamento de Cundinamarca, Memoria explicativa. INGEOMINAS. Bogotá.

ECOCARBON-Colciencias-INGEOMINAS, 1993. Características y usos tecnológicos de los carbones Zona Cundinamarca-Boyacá.

ECOCARBON-INGEOMINAS, 1995. Sistema de Clasificación de Recursos y Reservas de Carbón.

ECOCARBÓN-INGEOMINAS, 1997. Programa Normalización de Recursos y Reservas de carbón (departamento de Boyacá) Áreas Carboníferas Chequa Lenguaque, Suesca Albarracín, Tunja Paipa Duitama.

JULIVERT, M. 1963. Estratigrafía y sedimentología de la parte inferior de la formación Guaduas al S de la Sabana de Bogotá (Cordillera Oriental, Colombia), Boletín de Geología N° 12, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

MOJICA, L., 2010. Manual para la medición de gas asociado al carbón (GMAC) mediante pruebas de desorción con el equipo canister. UPTC. Escuela de Ingeniería Geológica. Sogamoso.

RENZONI, G.; ROSAS, H.; ETAYO, F. 1983. Mapa Geológico de la plancha 191 - Tunja. INGEOMINAS, Bogotá.

MARTINEZ, C., 2008. Estudio para la exploración y desarrollo de un yacimiento no Convencional de gas metano asociado al carbón.

INGEOMINAS, 2010. el carbón y su potencialidad en la generación de gas metano - proyecto sub 09 – 24. Bogotá.

MARIÑO, J., 2008. Estudios Preliminares Del Gas Asociado Al Carbón (GAC) En Boyacá.

INGEOMINAS, 2004, El Carbón colombiano - recursos, reservas y calidad, Publ. Geol. Esp. INGEOMINAS. Bogotá.

BONETT M. Y RODRÍGUEZ A., Tecnología aplicada a la explotación del metano proveniente de los mantos de carbón - Estado del Arte, UIS, 1996.

ORDÓÑEZ A. Y PEÑUELA G., Desarrollo y alineación de una ecuación de balance de materiales generalizada para yacimientos de gas asociado al carbón, 1996.

PEREZ, G. & SALAZAR A. 1978. Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe. U. Nal. Geol. Col., 10:7-113. Bogotá.

CARBÓN, Prof. PhD. Vicente J. Cortés, 2011.

MARTÍNEZ MEDIA YURY ANDREA, Determinación de la composición de los gases asociados a mantos de carbón en las áreas de Ubaté y el Cerrejón por medio de cromatografía de gases. Universidad Industrial de Santander - 2009.

LUIS JORGE MEJÍA Y UMAÑA ORLANDO PULIDO GONZÁLEZ, Evaluación de los recursos carboníferos de los sectores el Jupal, el Carmen y Guayabal, Zona Chinavita, Úmbita, Tibaná, departamento de Boyacá. INGEOMINAS - 1985.

RIONDA, RAFAEL ALEXANDRI. PhD. en Geología Económica, El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral (GAC), Pachuca de Soto, Hidalgo, noviembre de 2010.

MARIÑO, J. y MOJICA, L, Relación entre la petrografía del carbón y el contenido de gases en la cuenca de Amagá (Antioquia, Colombia), 2014.

OILFIELD REVIEW, Stephen A. Holditch, SCHLUMBERGER – Invierno 2003/2004.

OILFIELD REVIEW, Bill Van Wie, SCHLUMBERGER – Verano 2009.

ASTM D 1945 – 96. Standard test method for analysis of natural gas by gas chromatography, 1997.

ASTM D388: Standard Classification of Coals by Rank, 1998.

ENCICLOPEDIA VIRTUAL WIKIPEDIA, 2009.